



UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA
FACULTAD DE INGENIERÍA



Impacto de la Generación Distribuida en los Sistemas de Protección de Redes de Distribución y Posibilidad de Operación en Isla

TESIS PRESENTADA A LA FACULTAD DE INGENIERÍA DE LA
UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA POR

Ing. Pablo Toscano

EN CUMPLIMIENTO PARCIAL DE LOS REQUERIMIENTOS
PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
MAGISTER EN INGENIERÍA ELÉCTRICA.

DIRECTOR DE TESIS

MSc. Celia Sena Universidad de la República

TRIBUNAL

Dr. Pedro Curto Universidad de la República

Dr. Pablo Monzón Universidad de la República

MSc. Ignacio Afonso Universidad de la República

DIRECTOR ACADÉMICO

MSc. Celia Sena Universidad de la República

Montevideo
martes 30 octubre, 2018

Impacto de la Generación Distribuida en los Sistemas de Protección de Redes de Distribución y Posibilidad de Operación en Isla, Ing. Pablo Toscano.

ISSN 1688-2806

Esta tesis fue preparada en L^AT_EX usando la clase iietesis (v1.1).

Contiene un total de 192 páginas.

Compilada el martes 30 octubre, 2018.

Agradecimientos

En primer lugar agradezco profundamente a mi familia: Agustín e Isabel, por haberme acompañado en este largo proceso el cual me restó valiosas horas a su lado.

El desarrollo de esta Tesis ha sido para mi en primer lugar un proceso de gran aprendizaje, en el desarrollo de este trabajo varios compañeros del IIE aportaron sus conocimientos, colaborando desinteresadamente ante preguntas que me fueron surgiendo. Con algunos fueron temas puntuales, en otros casos más extensos, agradezco a todos por igual: Pablo Pena, Nicolás Morales, Ignacio Afonso, Fernando Berrutti, Matías Sellanes, José Munsch, Álvaro Giusto.

También hago un reconocimiento a las siguientes personas de UTE por su colaboración para recabar información imprescindible para el desarrollo del trabajo: Marcelo Rey, Julián Viera, Diego Giacosa.

Vaya un reconocimiento especial a Emilio Toscano, quien fue referencia permanente en todo lo concerniente a protecciones de la red de UTE Distribución, sin su ayuda no hubiera sido posible completar este trabajo.

También quiero agradecer a la empresa donde me desempeñé profesionalmente, Ventus Energía SA, por la disposición y el aliento que me dieron a finalizar mis estudios de Maestría, además de ser el lugar donde trabajando como ingeniero adquirí muchos conocimientos que quedaron de una u otra forma plasmados en este trabajo.

Expreso mi sincero agradecimiento a las personas que gestionan la beca para estudios de posgrado a la que hice uso durante mi Maestría: Ventura Nunes, Mario Vignolo y Tomás Di Lavello. Acompañaron mi proceso con paciencia y supieron darme el empujón necesario para terminar el trabajo.

Agradezco especialmente a mi tutora de Tesis, Celia Sena, por su excelente disposición y apoyo, colaborando con los distintos requerimientos o consultas que tuve durante todo el trabajo.

Y finalmente pero no menos importante, agradecer a la Educación Pública del Uruguay, por permitirme formarme desde niño hasta mis estudios de posgrado en forma gratuita y con la mayor calidad.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

A Agustín e Isabel.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Resumen

La inserción de Generación Distribuida en redes de distribución es un hecho que viene desarrollándose rápidamente en los últimos años. Varios temas de estudio surgen como parte de este desarrollo, entre ellos el estudio de los impactos sobre los Sistemas de Protección debido a la inserción de estos generadores en circuitos tradicionalmente radiales y en general protegidos con sistemas simples y robustos.

Esta Tesis aborda esta temática con dos ejes principales, por un lado el estudio propiamente dicho de las problemáticas de protección indicadas más arriba, y por otro la posibilidad de operar en isla con Generadores Distribuídos. Este segundo escenario trae aparejados nuevos desafíos en cuanto al Sistema de Protección.

Se desarrolla un estudio de las líneas anteriores, basado en la bibliografía reciente y se acompaña el mismo de simulaciones y propuestas de ajustes de protección en un caso de estudio perteneciente a la red de sub-transmisión de UTE.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Lista de Abreviaturas

AT	Alta Tensión
AVR	<i>Automatic Voltage Regulator</i>
CC	Cortocircuito
FT	Fase-Tierra
2F	Fase-Fase
2FT	Fase-Fase-Tierra
3F	Fase-Fase-Fase
FO	Fibra Óptica
FRT	<i>Fault Ride Through</i>
F/S	Fuera de Servicio
GD	Generación Distribuida, Generador Distribuido
IE	Instalación de Enlace
O&M	Operación y Mantenimiento
MT	Media Tensión
P	Potencia Activa
PCM	Puesto de Conexión y Medida
PSS/E	<i>Power System Simulator for Engineering</i>
Q	Potencia Reactiva
RCGMT	Reglamento de Conexión de Generación a la Red del Distribuidor de MT
SdP	Sistema de Protección
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
TI	Transformador de Intensidad
URSEA	Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua
UTE	Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas

Tabla de contenidos

Agradecimientos	I
Resumen	V
Lista de Abreviaturas	VII
1. Introducción	1
1.1. Planteo del Problema	1
1.2. Objetivos	2
1.3. Desarrollo de la Tesis	2
2. Sistemas de Protección de redes con GD	5
2.1. Esquema típico de conexión de un GD en distribución	5
2.2. Norma IEEE 1547-2003	8
2.3. Sistema de Protección de cabecera del alimentador	8
2.4. Sistema de Protección de Interconexión	11
2.4.1. Criterios generales	11
2.4.2. Aspectos reglamentarios	12
2.4.3. Transformador de interconexión: esquemas de aterramiento	13
2.4.4. Funciones de protección	14
2.5. Impacto de la GD en los Sistemas de Protección de redes de Distri-	
bución	16
2.5.1. Reducción del aporte de corriente de falta de la red	18
2.5.2. Coordinación fusible-fusible	20
2.5.3. Coordinación reconectador-fusible	20
2.5.4. Coordinación entre relés de sobrecorriente	22
2.5.5. Recierre fuera de fase	28
2.5.6. Subalcance de relés de distancia	29
2.5.7. Detección de faltas a tierra	30
2.6. Conclusiones	33
3. Formación y detección de islas	35
3.1. Introducción	35
3.2. Islas no planificadas	37
3.3. Islas planificadas	37
3.4. Métodos de detección de islas	42

Tabla de contenidos

3.4.1. Clasificación y generalidades	42
3.4.2. Métodos Locales	43
3.4.3. Métodos Remotos	43
3.5. Conclusiones	44
4. Caso de estudio	45
4.1. Descripción general de la red estudiada	45
4.2. Estación transmisión TRA_01	47
4.3. Estaciones de Distribución	48
4.3.1. DIS_A	48
4.3.2. DIS_B	48
4.3.3. DIS_C	49
4.3.4. DIS_D	49
4.3.5. Estaciones de Distribución - Resumen	49
4.4. Líneas y cables	50
4.5. Generadores	51
4.5.1. Generador A	51
4.5.2. Generador B	51
4.5.3. Modo de control de generadores	52
4.6. Cargas	53
4.6.1. Carga en DIS_A	53
4.6.2. Carga en DIS_B	55
4.6.3. Carga en DIS_C	55
4.6.4. Carga en DIS_D	56
4.6.5. Carga CLI_01	56
4.7. Sistema de Protecciones	59
4.7.1. Generador A - régimen normal (radial "DIS_A")	59
4.7.2. Generador A - régimen de contingencia (radial "DIS_C")	69
4.7.3. Generador B - régimen normal de operación (radial "GEN_B")	72
4.7.4. Protección de transformadores en estaciones de distribución	74
4.8. Sistemas de telecomunicaciones	76
5. Modelado	77
5.1. Red de 150kV	77
5.2. Líneas Aéreas y Cables de 31,5kV	77
5.2.1. Susceptancia	77
5.3. Cargas	78
5.3.1. Modelo para transitorios electromecánicos	79
5.3.2. Cargas industriales relevantes	80
5.4. Modelo dinámico de generadores síncronos	80
5.5. Sistemas de excitación	80
5.5.1. Descripción de los equipos modelados	80
5.6. Control de velocidad	82

6. Probabilidad de formación de islas en el caso de estudio	83
6.1. Introducción	83
6.2. Características de la carga en el radial	84
6.3. Características de la generación	85
6.4. Balance de potencias	87
6.5. Conclusiones	89
7. Simulaciones	91
7.1. Estudios dinámicos	91
7.1.1. Introducción	91
7.1.2. Formación de islas en radial DIS_A	91
7.1.3. Conclusiones	102
7.2. Cortocircuitos	103
7.2.1. Introducción	103
7.2.2. Comportamiento general de la red estudiada	103
7.2.3. Comportamiento del SdP existente	110
7.2.4. Propuestas de ajuste del SdP del radial DIS_A	120
7.2.5. Propuestas de ajuste del SdP del radial DIS_C	141
7.2.6. Ajustes en modo isla	142
8. Conclusiones	147
8.1. Conclusiones generales	147
8.2. Trabajos futuros	149
Apéndices	150
A. Parámetros de red de ejemplo (sección 2.5)	151
B. Parámetros de la red estudiada	153
B.0.1. Red de 150kV	153
B.0.2. Líneas aéreas y cables 31,5kV	154
B.0.3. Generadores - modelo estático	155
B.0.4. Generadores - modelo dinámico	155
B.0.5. Carga estación DIS_B	157
C. Sistemas de excitación	161
C.0.1. Características generales	161
C.0.2. Esquema de control	163
C.0.3. Modelos de sistema de excitación para estudios de estabili- dad transitoria	164
C.0.4. Control de factor de potencia	165
Referencias	167
Índice de tablas	170
Índice de figuras	172

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 1

Introducción

En este capítulo se realiza un planteo general del problema a abordar en esta Tesis, así como un repaso de su estructura, contenido y objetivos.

1.1. Planteo del Problema

La temática de estudio vinculada a la Generación Distribuída (GD) y su inserción en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEPs) tradicionales (de generación concentrada en grandes centrales) viene creciendo de forma paralela a la multiplicación de este tipo de generación en todo el mundo. El concepto de GD comprende fuentes de generación eléctrica con características particulares: es geográficamente dispersa y de porte menor en relación a las centrales mayores. De todas formas el alcance de la definición de GD es variable según la fuente que se cite y el contexto de aplicación.

Más allá de la definición precisa de lo que es o no es GD, lo que sí es claro es que su existencia, en particular a niveles de distribución, genera impactos debido a que modifica las bases de diseño de estos sistemas eléctricos: su principal característica es la radialidad de las redes. En general en las redes de distribución la fuente de energía siempre está en un punto (normalmente una estación reductora desde niveles de transmisión), mientras que la carga es alimentada desde esa fuente de forma radial. Este concepto, que no es la regla a nivel de transmisión, define las áreas más importantes en relación a una red de distribución: determina el tipo de explotación, los principios utilizados en el Sistema de Protecciones (SdP), y hasta el mantenimiento de las instalaciones. La radialidad del sistema de distribución está fuertemente arraigada en las prácticas y principios operacionales de las empresas eléctricas. Esto sumado a la vastedad y densidad de las redes de distribución, hace que cualquier aspecto que modifique esas bases conceptuales, comience a tener relevancia en el día a día de esta industria.

Si bien hoy en día los desafíos vinculados a la inserción de GD en redes de distribución es un tema que está en pleno desarrollo (lo que se evidencia por la abundante bibliografía actual sobre el mismo), todavía se está produciendo un crecimiento sostenido de este tipo de generación, y por ende su participación en

Capítulo 1. Introducción

el total es rápidamente creciente. Algunos aspectos que no eran relevantes en el pasado o algunas soluciones a problemas particulares que podían ser válidos en un contexto donde la GD era un fenómeno marginal, dejan de serlo al cambiar el peso de la GD en el total. Por lo tanto, entender correctamente los fenómenos asociados resulta vital para los cuadros técnicos que forman y formarán parte de estos cambios dentro de la industria eléctrica.

Es en base a una selección puntual dentro de esta compleja y extensa temática, que se desarrolla la presente Tesis. En las secciones siguientes se profundizará en objetivos, alcance y metodología general del trabajo.

1.2. Objetivos

Esta Tesis se desarrolla a partir dos líneas de estudio, por un lado se aborda la problemática de la protección de redes de distribución con presencia de GD, mientras que por otra parte se estudia el fenómeno de formación de islas en sistemas de distribución del mismo tipo.

Si bien son temáticas que a priori parecen desconectadas, su estudio se desarrolla en este trabajo de forma aislada pero convergiendo al final en la interacción de ambos temas, ya que se analiza las características del SdP en caso de operar en modo isla.

En cuanto a los objetivos particulares o específicos, el trabajo cubre los siguientes aspectos:

- Estudio de los impactos que produce la incorporación de GD en los SdP de redes de distribución.
- Estudio de los conceptos principales relacionados a la formación y detección de islas a nivel de distribución.
- Estudio y cálculo de la coordinación en radiales de distribución con GD.
- Análisis del desempeño (y posibles reconfiguraciones) del SdP operando en forma estable en isla (por tiempo acotado).

1.3. Desarrollo de la Tesis

Se busca alcanzar los objetivos enunciados en la sección anterior mediante un trabajo estructurado en un formato usual: formulación teórica del tema/estado del arte, planteo de un caso concreto, simulación sobre ese caso y finalmente elaboración de conclusiones. Estas últimas serán totalmente válidas y de aplicación directa en principio únicamente para el caso analizado, pero se desarrollará el trabajo intentando en cada punto expandir el análisis (dentro de una extensión razonable), a fin de obtener conclusiones o verificaciones lo más generales posible.

1.3. Desarrollo de la Tesis

El trabajo entonces se divide en ocho capítulos que siguen el procedimiento indicado anteriormente.

Inicialmente se realiza en el capítulo 2 un repaso sobre la interconexión de los GD a la red de distribución, poniendo énfasis en la estructura y principios del SdP, tanto del lado de la red como del lado del generador. Se plantean aspectos normativos y técnicos de dicha interconexión. También en este capítulo se analiza el impacto desde el punto de vista del SdP que tiene la inserción de GD en redes de distribución con operación tradicionalmente radial. En esta parte se abordan las problemáticas más comunes planteadas en la bibliografía específica del tema, y se comentan en particular algunos puntos que serán de aplicación más adelante en el resto del trabajo.

En el capítulo 3 se revisan los conceptos básicos asociados al fenómeno de formación de islas, y se mencionan las técnicas de detección de islas de mayor uso industrial.

El capítulo 4 presenta el caso de estudio particular analizado en este trabajo, parte de la red de Sub-trasmisión de UTE, en Uruguay. Se describen aquí la topología de la red estudiada y sus distintos regímenes de explotación, los GD presentes en la zona y sus características de operación, comportamiento de las cargas, y el funcionamiento del SdP existente.

En el capítulo 5 se hace hincapié en aspectos específicamente vinculados al modelado realizado en PSS/E de la red estudiada.

En este punto del trabajo, se ha planteado por una parte la problemática de las islas de forma abstracta y por otra parte se ha presentado en detalle el caso particular a desarrollar, entonces en el capítulo 6 se unen ambos elementos y desarrolla mediante el conocimiento de la operación de todas las cargas y generadores una estimación de las probabilidades de formación de una isla sostenible.

El resultado de las simulaciones realizadas se expone en el capítulo 7, donde se presentan los análisis realizados mediante PSS/E sobre el caso de estudio. Este capítulo a su vez presenta dos grandes bloques, por un lado simulaciones dinámicas asociadas al estudio de formación de islas y por otra parte cálculo de cortocircuitos (estáticos) los cuales abordan la problemática de la protección de este tipo de instalaciones. Se analiza el comportamiento de las protecciones existentes y se proponen acciones de optimización o mejora de las mismas.

Finalmente, en el capítulo 8 se presentan los principales resultados del trabajo, sus implicancias para la red estudiada y la generalización en la medida de lo posible para el sistema de distribución.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 2

Sistemas de Protección de redes con GD

En este capítulo se analiza la configuración del Sistema de Protección (SdP) de redes de distribución con Generación Distribuída (GD). Se revisan las características del SdP de los alimentadores, la interconexión Red-GD y el generador propiamente dicho. Finalmente se realiza un repaso de las problemáticas relativas al SdP generadas por la inclusión de GD en redes de naturaleza radial.

2.1. Esquema típico de conexión de un GD en distribución

En la fig. 2.1 se muestra un esquema simplificado de conexión de un GD a nivel de Distribución o Sub-trasmisión.

Se tiene una estación reductora desde niveles de tensión de Trasmisión ($> 60kV$) de la que se derivan varios alimentadores radiales, en algunos casos anillados (aquellos que si bien normalmente operan en forma radial cuentan con un seccionador que permite vincularlos fuera de la estación para tener alternativas de alimentación en contingencia). Estos alimentadores están protegidos a la salida de la estación reductora mediante interruptores operados por relés que deben despejar faltas a lo largo del alimentador, eventualmente coordinando con otros relés o reconectores en puntos intermedios del mismo. Sobre uno de estos alimentadores se ubica un GD, el cual cuenta con un transformador elevador y cargas correspondientes a servicios auxiliares de la planta generadora o al resto de la planta industrial, en caso de ser un emprendimiento de generación anexo a una planta industrial existente.

El punto de conexión del GD a la red de distribución define el punto de frontera entre ambas instalaciones. Por un lado el GD, en general de propiedad privada y no controlado por el operador del sistema eléctrico, y por otro la red de distribución, controlada por la empresa eléctrica y con niveles de calidad de energía mínimos que debe cumplir. Por esa razón esta frontera eléctrica entre ambos sistemas resulta un punto clave en particular en lo referente al SdP.

Capítulo 2. Sistemas de Protección de redes con GD

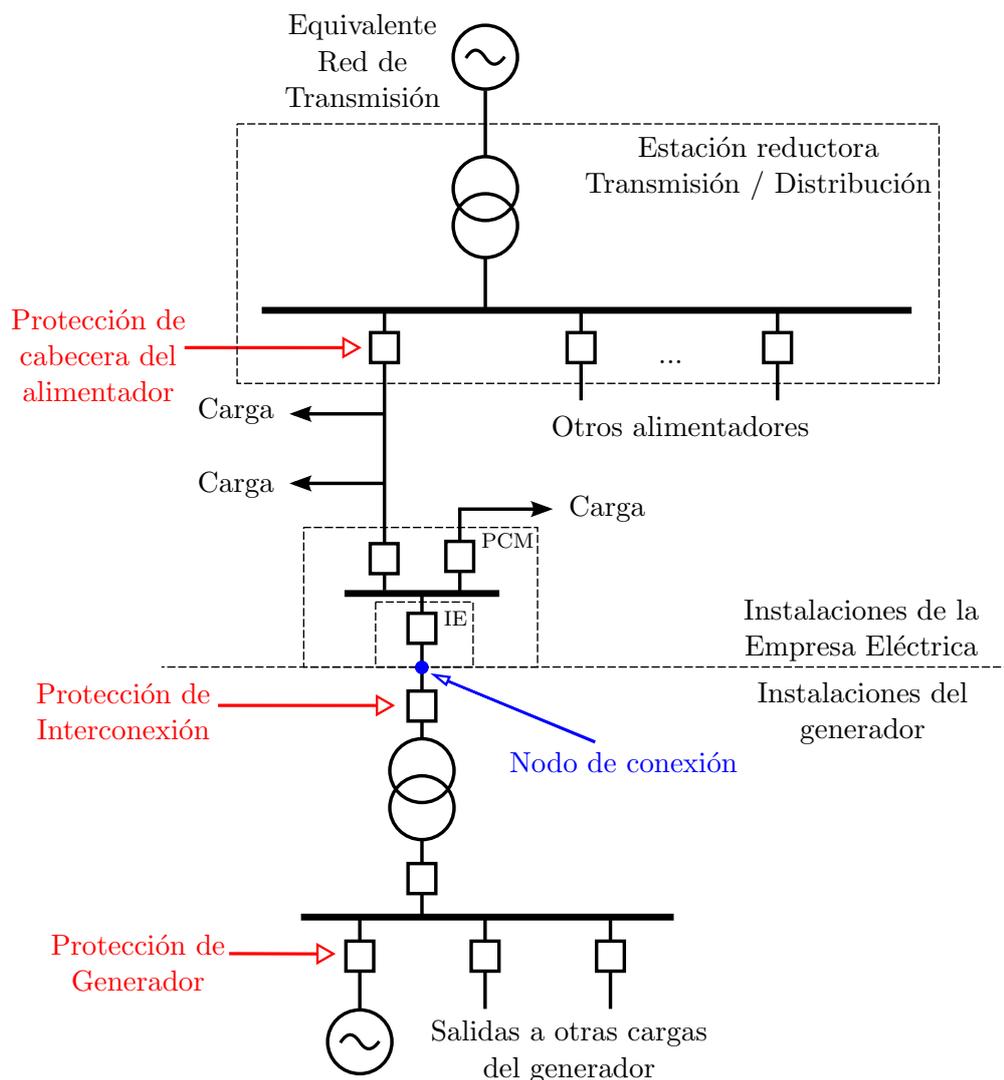


Figura 2.1: Esquema de conexión de GD a la red de Distribución.

En el caso de Uruguay, un GD se conecta a la red de distribución a través de un Puesto de Conexión y Medida (PCM), propiedad de UTE, donde la empresa eléctrica cuenta con equipo de maniobra que le permite desconectar el generador en caso de ser necesario. El PCM en general tiene configuración entrada/salida y cuenta con una sección de corte y medida hacia el GD, lo que configura la llamada Instalación de Enlace (IE). La Instalación de Enlace es donde se realiza además la medida comercial de energía, donde se debe garantizar el cumplimiento de las curvas de capacidad P-Q declaradas por el GD y donde se controla la calidad de energía.

El Reglamento de Conexión de Generación a la Red del Distribuidor de Media Tensión (RCGMT) de URSEA [26] regula la conexión y condiciones de uso de centrales generadoras eléctricas a la red de MT en Uruguay. Este reglamento ubica específicamente la frontera entre el GD y el distribuidor en el denominado "nodo

2.1. Esquema típico de conexión de un GD en distribución

de conexión”, coincidente con los bornes de salida del seccionador de la sección de corte de la Instalación de Enlace.

El SdP asociado a la interconexión tiene como cometido [13]:

1. Proteger a la red ante condiciones anormales de operación debido a fallas de control del GD.
2. En caso de faltas en la red, aislarlas del GD a fin de permitir su extinción.
3. Aumentar la confiabilidad del sistema de distribución, asegurando que las faltas dentro de las instalaciones del GD sean despejadas por el interruptor de la interconexión y no por otros interruptores del alimentador (criterio de aislar la mínima zona posible en falta).

En el caso de GD sincrónicos, como los analizados en el caso de estudio de este trabajo, el punto 1 puede deberse a fallos tanto en el control de velocidad/potencia (*governor*) o del regulador de tensión (*AVR*), considerando el caso en que el generador quede en isla inadvertidamente. Aún con el GD operando en paralelo con la red pueden producirse apartamientos significativos del voltaje ante fallas de control del mismo. La conexión de un GD en un punto de la red cuya potencia de cortocircuito no sea suficientemente alta respecto a la del GD puede provocar este fenómeno [13]. Esta situación puede detectarse y preverse a nivel de los estudios de flujo de carga previos a la instalación del GD, simulando para diversos estados del sistema e inyecciones de potencia del GD.

Es clave que el SdP de la interconexión desconecte el GD en caso de fallas en la red pero que evite desconexiones innecesarias ante eventos transitorios de los cuales el sistema puede recuperarse. Se requiere entonces para la definición de este sistema en cada caso particular el estudio dinámico de la red y el GD, evaluando tanto la estabilidad ante pequeñas perturbaciones (fluctuaciones de carga, maniobras), como la estabilidad transitoria (ante faltas eléctricamente cercanas, pérdidas significativas de carga o generación).

Por otra parte, dentro de las instalaciones del generador se dispondrá de equipo de maniobra y SdP para las diferentes salidas, en particular se tendrá una protección específica para el generador, la cual tiene como cometido detectar y proteger el generador de [21]:

- cortocircuitos internos del generador
- condiciones anormales de operación (pérdida de campo, potencia inversa, sobreexcitación, corrientes desequilibradas, etc).

Está fuera del alcance de este trabajo el estudio del sistema de protecciones propias del generador.

2.2. Norma IEEE 1547-2003

La norma IEEE 1547-2003 [1] define los criterios y requerimientos necesarios para la interconexión entre GD y redes de distribución primaria y secundaria. Su alcance comprende GD de hasta 10MVA y diferentes tecnologías: síncronos, asíncronos y basados en convertidores. Esta norma establece las características generales del equipamiento de interconexión, así como rangos de tensión y frecuencia de operación permanente y de actuación de protecciones (y sus tiempos de desconexión asociados), así como límites admisibles para perturbaciones de calidad de energía. Finalmente la norma establece pruebas y ensayos para la entrada en servicio así como ensayos periódicos sobre la interconexión.

Esta norma es tomada como referencia en muchos países y varios de sus criterios son adoptados para establecer los reglamentos de las empresas eléctricas o los reguladores nacionales. Por ejemplo en Uruguay, los Convenios de Conexión de GD (documentos que establecen las condiciones para la instalación de generadores a nivel de MT) toman como referencia esta norma en varios temas.

Existen varias normas asociadas a la IEEE 1547-2003, algunas desarrolladas en años posteriores, que amplían los conceptos y definiciones de ésta. En los casos que sean pertinentes serán citadas a lo largo de este trabajo.

2.3. Sistema de Protección de cabecera del alimentador

Como se muestra en la sección anterior, desde la estación reductora salen alimentadores que realizan la distribución primaria. La protección de estos alimentadores en general se realiza con alguna de las siguientes funciones (expresadas según su código ANSI):

- 50/51, 50/51N (sobrecorriente no direccional)
- 67/67N (sobrecorriente direccional)
- 21 (distancia)
- 87 (diferencial)

donde el listado anterior está ordenado de menor a mayor complejidad en lo que refiere a la protección empleada.

Se describirá someramente a continuación los principios de operación de las funciones de protección referidas.

Las funciones de sobrecorriente se caracterizan por una curva de tiempo de actuación en función de la corriente, pudiendo ser de tipo “tiempo definido” (actúa en un tiempo fijo independiente de la corriente) o “tiempo inverso” (a mayor corriente menor tiempo de actuación), en ambos casos operando a partir de un valor mínimo de corriente o “arranque”. En la fig. 2.2 se muestra esquemáticamente una curva tiempo-corriente típica, con un tramo de tiempo inverso con arranque en la corriente $I_{>}$ y luego una actuación de tiempo definido $t_{>>}$ (a partir de $I_{>>}$).

2.3. Sistema de Protección de cabecera del alimentador

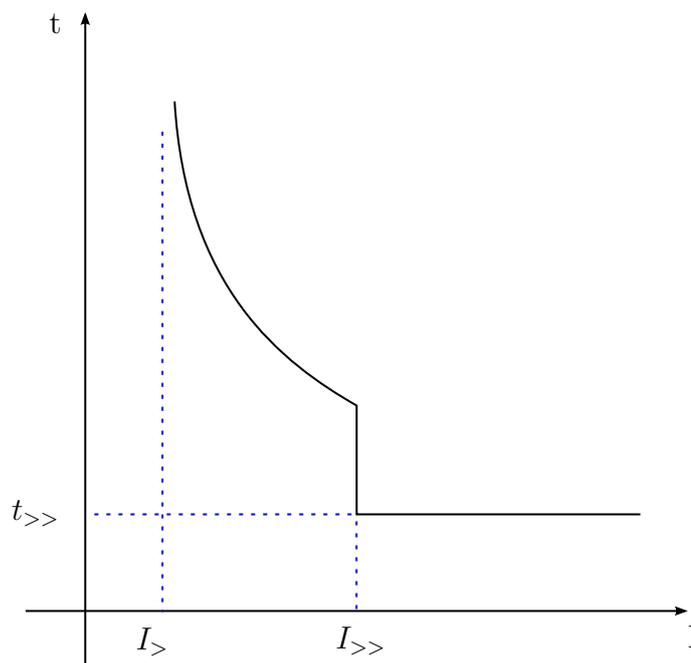


Figura 2.2: Protección de sobrecorriente.

Las protecciones de sobrecorriente más básicas (denominadas “no direccionales”) solamente miden corriente y sólo resultan útiles en casos donde la corriente que mide el relé de protección para una falta “hacia atrás”¹ sea inferior a la corriente de cortocircuito mínima en el tramo que se desea proteger. En alimentadores radiales (que solo alimentan carga) esta condición será evidentemente válida y este tipo simple de protección será preferida por su simplicidad. Se deberá coordinar este relé con las protecciones aguas abajo, reconectores o disyuntores ubicados a lo largo del alimentador, de modo de tener la adecuada selectividad.

En casos donde el aporte de corriente “hacia atrás” exista y sea significativo, se debe pasar a utilizar por ejemplo funciones de sobrecorriente direccional, las cuales operan en base a una magnitud de operación y otra de polarización (en general corriente y tensión respectivamente), utilizando el desfase entre éstas para discernir la ubicación de la falta respecto del relé.

En la fig. 2.3 se muestra esquemáticamente el funcionamiento de una unidad direccional: en el unifilar se observan las medidas de tensión y corriente para el relé que protege un alimentador, y se indica el sentido convencionalmente positivo. En el diagrama fasorial se muestra como ejemplo una configuración donde se polariza la unidad de la fase *a* mediante la tensión compuesta V_{bc} , desfasando 30 grados la misma. Para una corriente retrasada 60° respecto a la tensión de fase se tiene la máxima sensibilidad (*MTA* -*Maximum Torque Angle*-) en esta configuración. La dirección marcada como *ZTL* (-*Zero Torque Line*-, ubicada en cuadratura con *MTA*) divide en dos semiplanos: operación y no operación.

¹O sea en sentido hacia la barra de la cual parte el alimentador, considerando que el relé protege un alimentador, ver fig. 2.3.

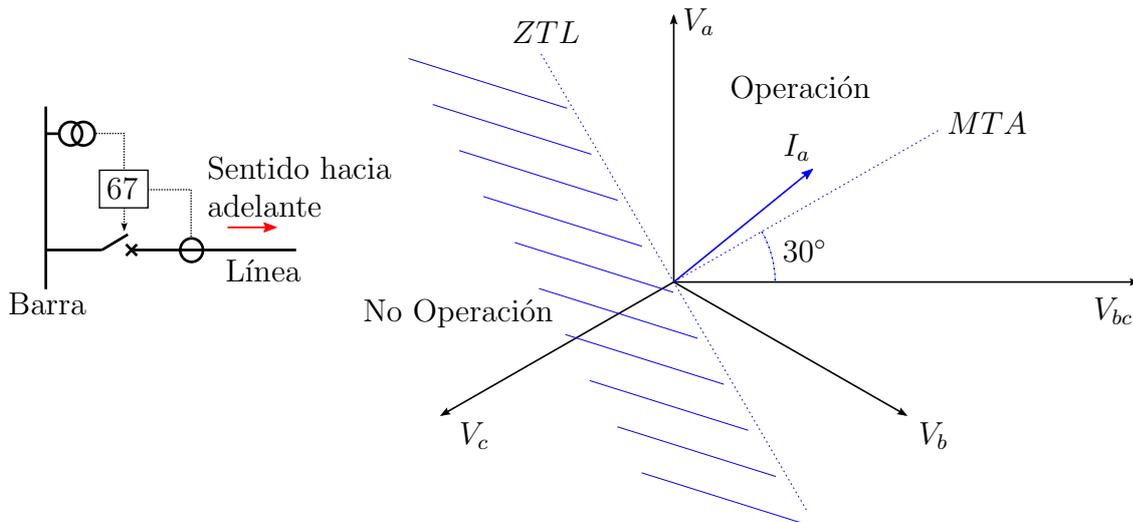


Figura 2.3: Protección direccional.

El tiempo de actuación de las protecciones de sobrecorriente depende de la magnitud de la corriente de falta, esto las hace altamente dependientes de la configuración del sistema. En caso de variar las condiciones de la red se tendrán valores de corriente de defecto diferentes, lo que a su vez repercutirá en el tiempo de actuación de la protección.

Las funciones de distancia, a diferencia de las de sobrecorriente direccional utilizan los fasores medidos de tensión y corriente para calcular un valor de impedancia vista desde el relé hasta el punto en falta. Además de ser inherentemente direccionales, estas funciones son insensibles a los cambios en el sistema al no depender de valores de corriente determinados para su operación sino de la impedancia de las líneas protegidas. En el plano de impedancia vista por el relé se establecen zonas de operación y no operación, por ejemplo con características *mho* o *cuadrilaterles*, ver fig. 2.4. Las características se orientan según el ángulo de la impedancia de la línea a proteger.

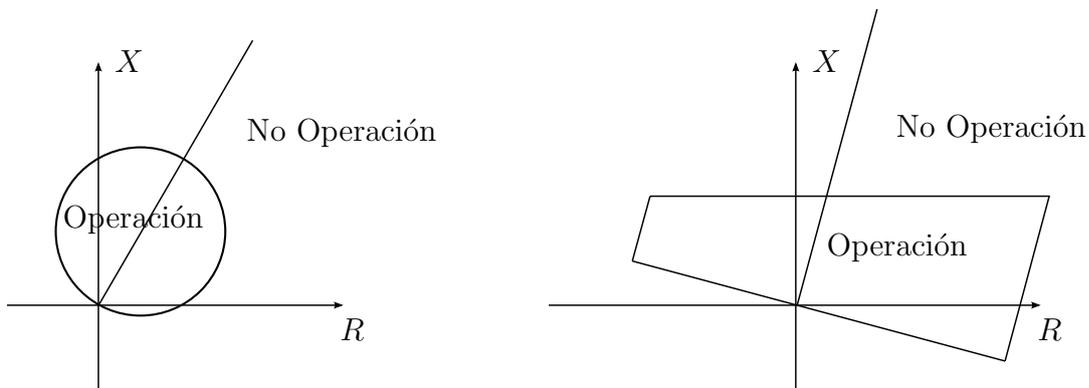


Figura 2.4: Protección de distancia. Característica *mho* (izq.), y *cuadrilateral* (der.)

Por último, las protecciones de tipo diferencial son llamadas de “selectividad

2.4. Sistema de Protección de Interconexión

absoluta” debido a que protegen una zona delimitada por la ubicación de transformadores de corriente (a diferencia de las funciones anteriores que son de “selectividad relativa”, que al operar en base a corriente o impedancia protegen una zona y operan como respaldo de protecciones de las zonas adyacentes). Este tipo de protección en líneas requiere de un canal de comunicación entre los extremos a proteger, lo cual no siempre está disponible en instalaciones donde se conectan los GD (muchas veces sobre líneas existentes, protegidas por relés de sobrecorriente que no requerían previamente de comunicación entre sí). Con este tipo de protección se pueden despejar faltas dentro de la línea protegida en tiempos mínimos, dado que no se debe coordinar con los relés de los tramos adyacentes.

2.4. Sistema de Protección de Interconexión

2.4.1. Criterios generales

Tradicionalmente ha sido una práctica extendida a nivel mundial que ante perturbaciones en la red los GD son sacados de servicio de forma muy rápida [5]. Esto previene la formación de islas, un aspecto clave ya que en caso contrario se perdería el control sobre esa porción de la red por parte del distribuidor. Con el correr de los años se ha avanzado en el proceso de, no solo no exigir la salida inmediata de los GD, sino de imponerles condiciones dentro de las cuales *deben* continuar operando ante perturbaciones en la red. Esto se conoce como *FRT* (*Fault Ride Through*) o capacidad para soportar huecos de tensión, variaciones de frecuencia temporales, etc. Estos requerimientos tienen sentido en la medida que la proporción que ocupan los GD en la potencia instalada se hace mayor, y se vuelve necesario disponer de esta potencia en caso de faltas de forma de colaborar con la estabilidad del sistema en su conjunto.

Cuanto mayor sea la potencia del generador, mayores serán los requerimientos de este tipo que se le demandarán por parte de las empresas eléctricas, debido a que su peso relativo en el sistema es mayor.

Los fabricantes de equipos adaptan los sistemas de control de sus generadores para poder enfrentar estos requerimientos más exigentes de conexión a la red. Pero a su vez, estas capacidades ampliadas en el equipamiento imponen un desafío a los SdP de la interconexión, en particular a los sistemas de detección anti-isla, que deben permanecer estables ante estos eventos externos, pero seguir cumpliendo su función en los casos que si corresponda.

Finalmente, es clave asegurar la coordinación entre los relés de protección del alimentador donde se conecta el GD con el relé de protección de la interconexión de forma de que todas las faltas dentro de la zona del GD sean despejadas antes por la protección de la interconexión.

2.4.2. Aspectos reglamentarios

Según el RCGMT [26] el GD debe asegurar en la interconexión que cumple las siguientes condiciones ²:

- *Dejar de energizar la Red del Distribuidor frente a fallas bifásicas o trifásicas en el o los circuitos de la red que conecta a la Central Generadora con la SSEE Reductora AT/MT.*
- *Dejar de energizar la Red del Distribuidor frente al funcionamiento en isla con cualquier parte de la misma.*
- *Dejar de energizar la Red del Distribuidor frente a sobretensiones o subten-siones de régimen permanente en MT.*
- *Dejar de energizar la Red del Distribuidor frente a sobrefrecuencia o subfre-cuencia de régimen permanente de la frecuencia fundamental del sistema.*
- *Para Centrales Generadoras de Potencia Instalada mayor a 5 MW, man-tener la Conexión frente a la ocurrencia de huecos de tensión provenientes de la Red del Distribuidor, cuya magnitud y duración no superen los lími-tes establecidos en la curva tensión/tiempo establecida en el Convenio de Conexión.*
- *Realizar la sincronización de cada unidad de generación a la Red del Dis-tribuidor mediante un interruptor de su instalación interior comandado por un dispositivo automático de sincronismo.*

En base a lo anterior, se observa que desde el punto de vista reglamentario, en Uruguay, es el GD quien debe asegurar la desconexión de sus instalaciones ante fallas o conexiones anormales en la red eléctrica. Entonces si bien la empresa eléctrica puede tener un interruptor con relé de protección en la sección de corte de la Instalación de Enlace, no tiene la obligación reglamentaria de responder ante los eventos indicados arriba.

Por otra parte en el mismo reglamento se indica ³:

- *El Generador es responsable de proteger su Central Generadora frente al riesgo de daño por cualquier tipo de evento independientemente de que su origen sea en su instalación interna o en la Red del Distribuidor.*

Y con respecto a la selectividad de las protecciones ⁴:

- *Los defectos en las instalaciones del Distribuidor deben ser despejados, en primera instancia, por el Distribuidor, mientras que aquellos que se dieron en la instalación interior de la Central Generadora deben serlo, en primera instancia, por el Generador.*

²RCGMT (URSEA) - Artículo 89: Requerimientos mínimos de protecciones de la co-nexión y acceso del generador.

³RCGMT (URSEA) - Art. 100.

⁴RCGMT (URSEA) - Art. 99.

2.4.3. Transformador de interconexión: esquemas de aterramiento

En la interconexión entre el generador y la red de distribución se hace necesario el uso de un transformador elevador, dado que los niveles de tensión de los generadores son inferiores en general a las tensiones de la red (por ejemplo a nivel de sub-trasmisión). La elección del grupo de conexión de este transformador resulta clave en la definición del SdP de la interconexión Red-GD, dado que determina el comportamiento y afecta la detección de faltas que involucran tierra, de ambos lados del mismo.

Analizando el problema desde el lado de la red, y su impacto en el SdP de la interconexión, se resume a dos casos:

- **Lado red en estrella aterrada:** Tiene como principal ventaja asegurar el aterramiento de la red en caso de que se pierda la referencia de tierra de la misma (por ej. por apertura de un interruptor que desconecte el alimentador de la estación y el GD quede en isla). De esta forma se previene la aparición de sobretensiones en el equipamiento en caso de faltas a tierra. Pero por otra parte se genera una fuente adicional de corriente homopolar del lado de la red, lo que afecta la distribución de corrientes de tierra en caso de faltas en la red (este caso se analizará con mayor detalle en 2.5.7).
- **Lado red en delta o estrella aislada:** Conlleva el beneficio de que faltas a tierra en la red no serán alimentadas desde las instalaciones del generador. Desventaja: se puede perder la referencia de tierra en la red en caso de redes radiales aterradas en un solo punto, generando sobretensiones si el GD permanece conectado alimentando una falta a tierra.

El hecho de contar con aterramiento de ambos lados (YNyn) generaría que faltas a tierra en las instalaciones internas del generador puedan ser detectadas por protecciones sensibles de corriente de tierra en el relé de cabecera del alimentador de distribución, lo que podría generar problemas de selectividad.

No existe una conexión óptima para el transformador de interconexión, universalmente aplicable, teniendo las distintas opciones ventajas y desventajas [21].

En Uruguay se ha definido un criterio, que se establece en la reglamentación de URSEA ⁵:

- *Los transformadores de potencia que vinculan las unidades de generación a la Red del Distribuidor deben aislar la componente homopolar. No se permite la conexión a tierra del neutro del lado de su conexión a la Red del Distribuidor mientras la Central Generadora se encuentre conectada a la misma.*

En línea con lo anterior, el caso de estudio de este trabajo se trata de transformadores con conexión Dyn (lado red en delta), por lo tanto las sobretensiones a nivel de la red deben ser consideradas. Por otra parte, faltas a tierra interiores al generador no serán detectadas desde la red.

⁵RCGMT (URSEA) - Art. 114.

2.4.4. Funciones de protección

El conjunto básico de funciones de protección utilizadas en la interconexión incluye:

- 50/51, 50/51N (protección contra sobrecargas y cortocircuitos dentro de las instalaciones del GD)
- 81 O/U (detección de condiciones anormales de frecuencia y protección anti-isla)
- 27/59 (prevenir operación en isla con tensiones fuera de rango)

En la fig. 2.5 se muestra un esquema típico de protecciones de la interconexión Red-GD.

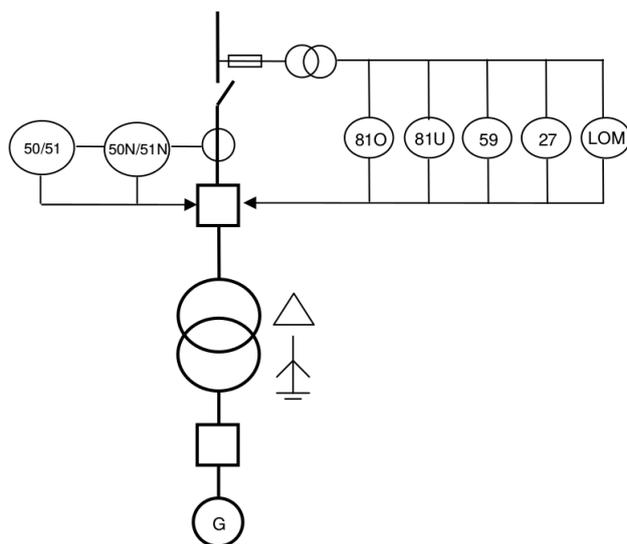


Figura 2.5: Esquema básico de protecciones de interconexión Red-GD. Fuente [5].

Protección contra condiciones anormales y anti-isla

Las protecciones de sub y sobre frecuencia (81U/O) y tensión (27/59) serían suficientes en general como funciones anti-isla, en caso que las condiciones de formación de islas estables sea de escasa o nula probabilidad. Por ejemplo en caso de que el GD tenga una potencia reducida respecto a la carga de la isla que puede formarse, estas funciones actuarán suficientemente rápido sacando al GD de servicio (debido a la rápida caída de la frecuencia en este caso, ver 3.1).

En condiciones donde sea probable la formación de islas estables se debe recurrir a funciones de protección anti-isla particulares (referido en la figura 2.5 como *LOM*

2.4. Sistema de Protección de Interconexión

- *Loss Of Mains*, “pérdida de la red”), o utilizar transferencias de disparo para asegurar la desconexión del GD. Este tema se analizará con mayor detalle en el Capítulo 3.

Las ventanas de operación de las funciones 81U/O y 27/59 deben ser pequeñas para asegurar sensibilidad pero suficientemente amplias como para evitar disparos innecesarios ante fluctuaciones naturales de frecuencia y tensión [13]. La adición de retardos a estas funciones permite también aumentar la seguridad de la protección.

Como se indica en 2.4.1, usualmente se exige a los GD su desconexión inmediata luego de conformada una isla. En este sentido, la protección anti-isla que se implemente deberá ser lo suficientemente rápida para actuar desconectando el GD antes que se produzca el recierre automático del radial desde su cabecera en la estación reductora [21]. En caso que no se produzca la separación del GD de la red el recierre del interruptor de la estación debe quedar inhibido por detección de tensión en la línea, de forma de evitar cerrar bajo condiciones de falta de sincronismo con el GD, lo que resulta una condición peligrosa para el generador.

Protección contra aporte del GD a faltas en la red

Como se mostró en 2.4.2 el SdP de la interconexión debe asegurar la detección de faltas en la red alimentadas desde el GD y desconectarse en consecuencia. Para protección de fase pueden utilizarse funciones direccionales de corriente (67), distancia (21) o de sobrecorriente supervisada por tensión (51V). Para la detección de faltas a tierra hay que considerar la conexión del transformador, como se analizó en 2.4.3. Para transformadores con el lado de la red aterrado, basta con utilizar 51N o 67N [13].

Tal como se comenta en 2.4.3 para los transformadores de interconexión con devanados en delta o estrella aislada del lado red, si ante una falta FT en el alimentador el GD no se desconecta y sí lo hace el interruptor de cabecera, se formará una isla donde la tensión de la fase en falta se reducirá prácticamente al potencial de tierra y la tensión a tierra en las fases sanas aumentará hasta valores cercanos a la tensión de línea. Si el aislamiento de la red no está dimensionado para la tensión de línea, esta sobretensión puede causar un rápido daño en los descargadores y otros equipos del sistema [13]. En estos casos, la condición debe ser detectada y eliminada rápidamente dado que el daño puede producirse en un período muy corto. Se hace necesario instalar protecciones sensibles a la tensión homopolar (59N). Dado que en condiciones normales equilibradas la tensión homopolar es nula, esta protección se puede ajustar en un valor relativamente bajo y proporcionar un medio para la detección sensible de una falta a tierra.

Esta protección se ajusta normalmente sin retardo intencional, de manera que se aísla rápidamente el generador de la falla para evitar daños en el equipo. Si el equipamiento de la red tiene una aislación con capacidad de soportar tensión de línea, no se requiere un esquema de alta velocidad y un retardo de tiempo puede ser añadido a los relés de tensión para mejorar la seguridad.

2.5. Impacto de la GD en los Sistemas de Protección de redes de Distribución

En esta sección se estudia el impacto que tiene la instalación de un GD en una red de naturaleza radial. Se revisan las principales problemáticas y se ejemplifican los distintos efectos en una red simple que se modeló mediante PSS/E.

A los efectos de la simulación se utiliza una red ficticia, cuyo esquema unifilar se muestra en la fig. 2.6, la cual se compone de dos radiales de 31.5kV los cuales se alimentan desde una estación transformadora 150/31.5kV. Se modela entonces una red equivalente de 150kV, un transformador reductor a niveles de distribución, y dos radiales representados por líneas aéreas. La red de 31.5kV está aterrada mediante un transformador zig-zag con una resistencia de neutro.

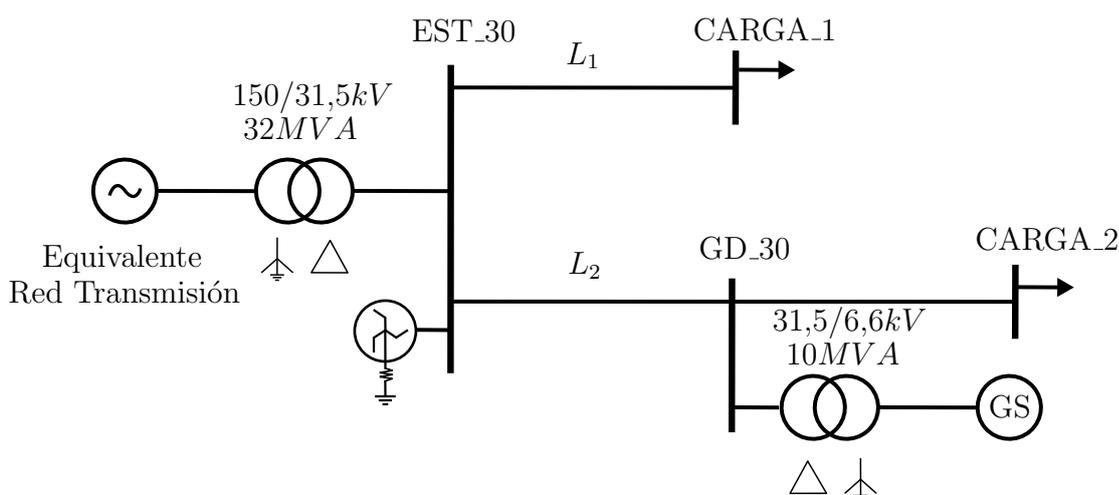


Figura 2.6: Red de ejemplo en PSS/E.

En los extremos de cada radial hay cargas modeladas como impedancias constantes. Se supone para el estudio que en un punto arbitrario de una de las líneas, se instala un puesto de conexión de un GD, el cual está representado por un generador síncrono. Dicho generador se conecta a la red de distribución mediante un transformador elevador. Se evalúan los distintos casos incluyendo o no el GD, para observar su impacto. Los parámetros correspondientes a la red modelada de detallan en el Apéndice A.

2.5. Impacto de la GD en los Sistemas de Protección de redes de Distribución

Mediante flujo de carga se observa el estado del sistema con y sin el GD presente:

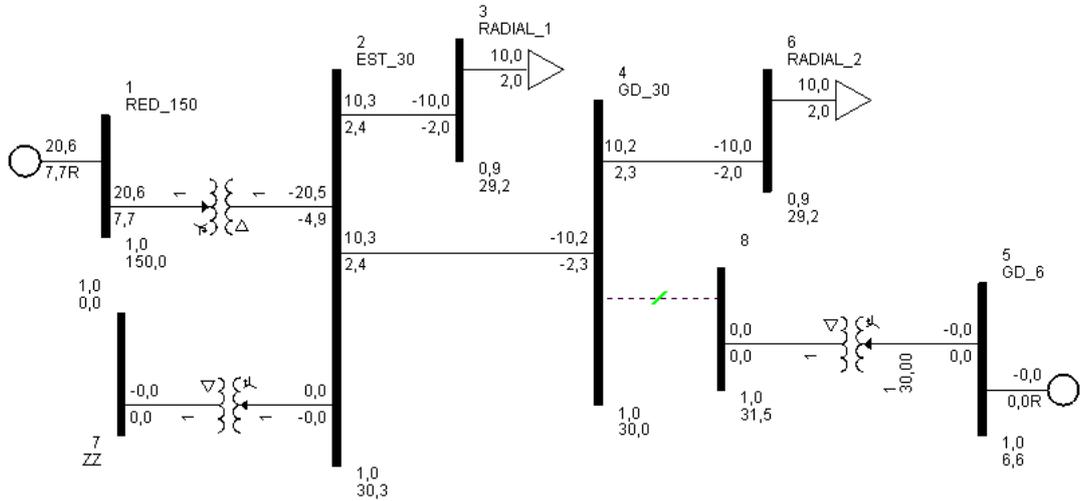


Figura 2.7: Flujo de carga con GD desconectado.

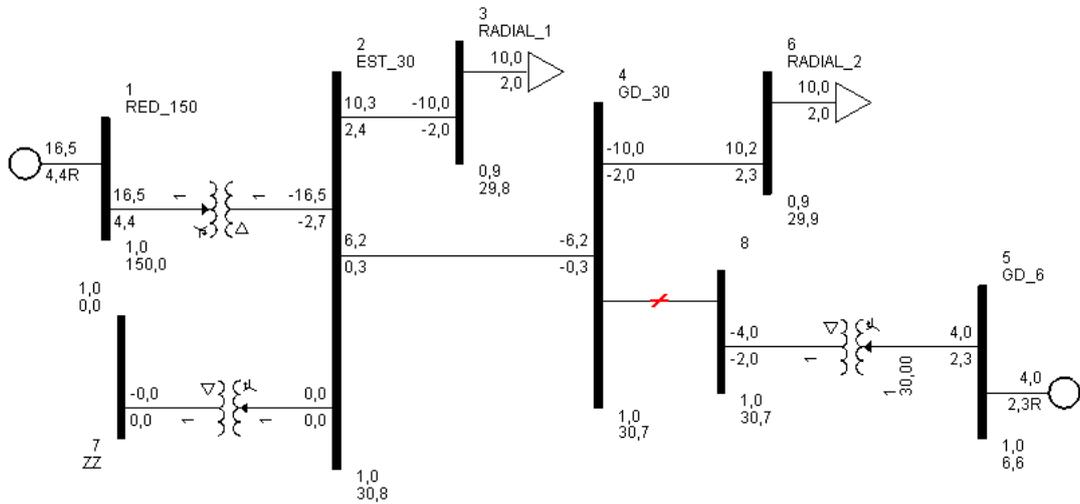


Figura 2.8: Flujo de carga con GD conectado.

Como se observa, se fijó una potencia activa de 4MW para el GD operativo. Se observa que la presencia del GD mejora el nivel de tensión en todas las barras (a los efectos de la simulación el tap del transformador 150/31.5kV está en su posición central por lo que las tensiones son todas menores a 31.5kV).

2.5.1. Reducción del aporte de corriente de falta de la red

En sistemas con GD, puede producirse una disminución de la impedancia equivalente del sistema en el punto de defecto por causa de que los generadores se comportan como fuentes en paralelo al sistema principal [16]. Esto redundará en corrientes de falta más elevadas que las originalmente supuestas para un sistema diseñado para operar sin GD.

El efecto anterior resulta en uno de los impactos más evidentes de la GD en el sistema de protecciones: la corriente medida por los dispositivos de protección durante una falta es distinta de los valores normales (sin GD).

La red de ejemplo permite observar este fenómeno (ver fig. 2.9). Para ello se simuló faltas trifásicas (3F) en el final de la línea L_2 (barra CARGA_2), con y sin el generador síncrono conectado. Se analizó también la incidencia de la posición del generador a lo largo de la línea, para lo cual se simuló la falta con distintas ubicaciones del generador: ubicado en el 25, 50 y 75 % de la longitud de la línea L_2 .

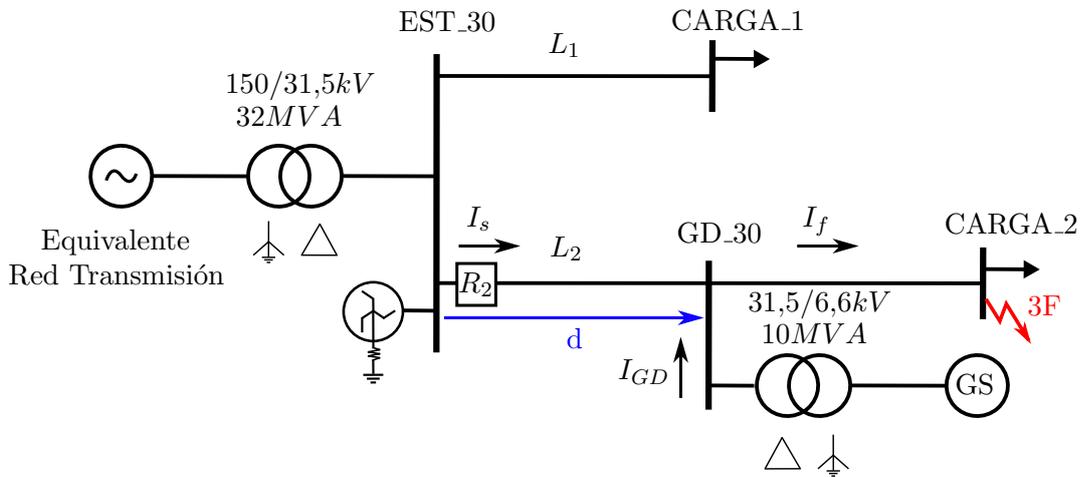


Figura 2.9: Falta 3F y efecto en las corrientes por la GD.

En la tabla 2.1 se muestran los valores eficaces de corriente de falta 3F y la tensión (fase-tierra) en la barra del puesto de conexión del generador distribuido (barra GD_30). El estudio realizado es de tipo estático, o sea no considera análisis dinámico de transitorios, los valores son los dados por la operación en régimen permanente con el CC.

2.5. Impacto de la GD en los Sistemas de Protección de redes de Distribución

Generador conectado					Generador desconectado	
d (%)	$I_s(A)$	$I_{GD}(A)$	$I_f(A)$	$V_{GD_30}(kV)$	$I_s(A)$	$V_{GD_30}(kV)$
25	1575	642	2214	7.29	1774	5.84
50	1622	752	2367	5.20	1774	3.89
75	1687	879	2553	2.80	1774	1.95

Nota: Se simuló considerando la reactancia subtransitoria x'' del generador síncrono.

Tabla 2.1: Corrientes y tensión de nodo de conexión durante falta 3F, para las distintas ubicaciones del GD.

En primer lugar y como referencia, se observa que en ausencia del GD, la corriente de falta (y la vista por el relé R_2) es $1,77kA$. Al estar conectado el generador, se observa que la corriente de falta se eleva sensiblemente, en mayor medida cuanto más cerca de la falta esté ubicado el mismo, como intuitivamente se puede suponer. Para el caso estudiado, se tiene un incremento de la corriente de falta de entre 24 % (generador lejos) y 44 % (generador cerca). De la misma forma se comporta el valor eficaz de la corriente que entrega el generador durante la falta. Por otra parte si se analiza la corriente vista por el relé R_2 con el GD aportando a la falta se observa que efectivamente hay una reducción respecto al valor sin el GD, siendo más profunda cuanto más cerca del comienzo de la línea está instalado el GD (reducción máxima 11 %).

Este fenómeno determinará que si R_2 es un relé de sobrecorriente pueda disparar en un tiempo mayor al configurado originalmente para una falta en ese punto de la línea. Cabe señalar que el problema es aún más grave si se considera que la corriente en el punto de falta ha aumentado, por lo tanto se podría llegar a tener una falta de mayor magnitud con tiempos de despeje mayores, lo que claramente agravaría las consecuencias para el equipamiento.

En [9] se realiza un completo estudio del impacto en la corriente medida por el relé ubicado en la cabecera de un radial de BT en el cual se instala un generador de inducción. Se varía la posición del generador a lo largo del cable y se simulan CC en el extremo del cable (3F, 2F, 2FT y FT). Los autores de este trabajo realizaron un estudio paramétrico: en la potencia de cortocircuito de la red (entre 50 y 1000MVA), la sección del cable (entre 10 y $300mm^2$), la ubicación del generador a lo largo del cable (0, 25, 50, 75 % del cable), y el tamaño del generador (50 % o 200 % de la corriente nominal del alimentador).

El objetivo de este estudio es determinar en qué situaciones la inclusión del generador de inducción representa disminución de las corrientes de fase sensadas por el relé en la cabecera del radial (tal como fue simulado en PSS/E anteriormente en esta sección). Se concluye que en los casos analizados las menores corrientes se obtienen para faltas 2F y FT, lo que según la configuración del relé puede resultar en un problema de detección de la falta. Para las faltas 3F y 2FT siempre se detectó una corriente de falta suficientemente elevada como para no modificar los tiempos de actuación del relé respecto a la red sin generador.

2.5.2. Coordinación fusible-fusible

En redes de distribución con ramales protegidos con fusibles en los que al menos dos de ellos coordinen entre sí, la instalación de GD puede perturbar esta situación. Dependerá de la ubicación del GD, y de su potencia relativa a la potencia de cortocircuito de la red donde se instala, el impacto que tendrá en la coordinación. En [11] se analiza una red protegida por fusibles coordinados en base a la radialidad de la misma. La inserción de un GD puede generar varias situaciones:

- que aumenten las corrientes por los dos fusibles que coordinan entre sí, pero se mantenga la coordinación.
- que los dos fusibles vean la misma corriente pero en distintas direcciones según la ubicación de la falta (aguas abajo o aguas arriba de los fusibles), lo que implica que no se asegura aislar la mínima parte de la red que contiene la falta.
- que la relación de corrientes por los fusibles que deben coordinar sea distinta según el lugar donde se dé la falta (si se le llama A al fusible situado aguas arriba y B al que se ubica aguas abajo, si la falta se produce aguas arriba de A y B la corriente por el fusible A es mayor que la del fusible B mientras que si la falta es aguas abajo de ambos fusibles, la corriente de B es mayor que la de A), en este caso se puede mantener un margen para la coordinación, por encima de cierto aporte de corriente de falta mínimo del GD.

2.5.3. Coordinación reconectador-fusible

Otra faceta del mismo problema es la pérdida de coordinación entre reconectores, seccionadores y fusibles ampliamente utilizado a nivel de distribución. El esquema de protección típico a nivel de distribución es el mostrado en la fig. 2.10. En redes con amplias extensiones de línea aérea, la mayor parte de las faltas son temporarias (faltas que se autoextinguen) con la correspondiente restitución del medio dieléctrico (aire) si se interrumpe por cierto tiempo la corriente que forma el arco.

2.5. Impacto de la GD en los Sistemas de Protección de redes de Distribución

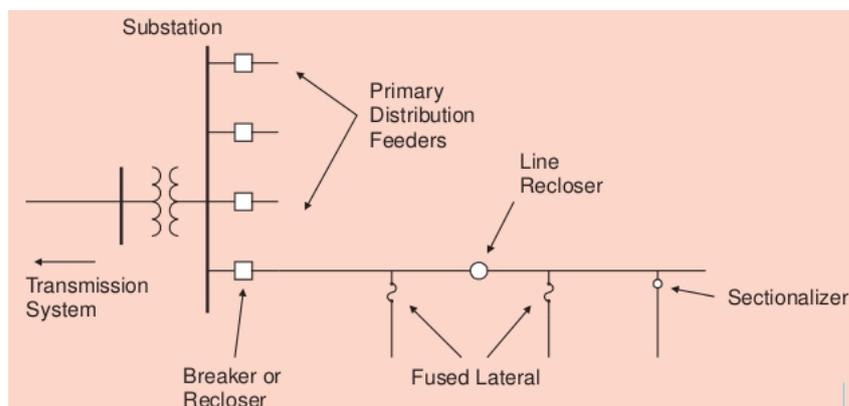


Figura 2.10: Esquema típico de protección de redes de distribución. Fuente: [20].

La adecuada coordinación entre el reconectador y los fusibles puede permitir "salvar" los mismos en caso de faltas temporales, si el reconectador opera antes de que se dañe el fusible (permitiendo que la falta se extinga durante el tiempo de pausa sin tensión). Esta estrategia es conocida como *fuse saving* y apunta a minimizar las interrupciones prolongadas a costo de aumentar las interrupciones momentáneas (en toda la red protegida por el reconectador).

Por otro lado existe también la estrategia opuesta: dejar quemar los fusibles antes de que actúe la protección aguas arriba (*fuse blowing*). En este caso se prioriza disminuir las interrupciones momentáneas. Ambas estrategias son utilizadas por empresas distribuidoras en todo el mundo, y su elección se basa en las condiciones de la red a proteger [12]. En puntos de elevada potencia de cortocircuito, la estrategia de salvar fusibles puede no ser implementable ya que no es posible actuar en los tiempos en que se daña el fusible.

En la estrategia de salvar fusibles, la coordinación entre los mismos en cada ramal lateral y el reconectador se cumple en un cierto rango de corrientes determinado por las curvas de actuación lenta y rápida del reconectador, y las curvas características del fusible. En la fig. 2.11 se muestra en forma simplificada esta coordinación. La misma se dará siempre que la actuación rápida del reconectador (curva F en la fig. 2.11) se produzca antes que se alcance el tiempo dado por la curva MM -*minimum melting*- del fusible (por encima de la cual el fusible se dañará), para todo el rango de corrientes de falta en el ramal protegido por el fusible. La operación lenta del reconectador (curva S en la fig. 2.11) deberá ser en tiempos mayores que la curva TC -*total clearing*-, para el mismo rango de corrientes, de forma de asegurar que el fusible se dañe para faltas permanentes. En el ejemplo planteado la coordinación se mantendrá en el rango $I_{min} - I_{max}$ de corrientes de falta en el ramal.

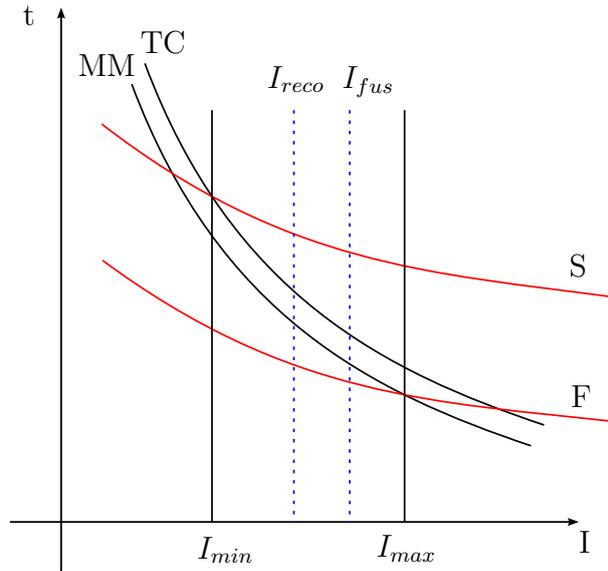


Figura 2.11: Coordinación reanclador-fusible ante presencia de GD.

Esta coordinación podría no cumplirse en caso de que un GD aporte corriente de falta que *no* circule por el reanclador (y sí lo haga por el fusible), tal como se observa en la fig.2.11 con las corrientes I_{reco} e I_{fus} . Existirá en general un aporte de corriente máximo del GD que determine que la coordinación ya no es posible y el fusible se dañará antes que abra el reanclador en su operación rápida. En [11] se analiza con mayor profundidad este fenómeno.

Finalmente, en [17] se estudia un caso concreto de pérdida de coordinación reanclador-fusible. Se presenta una red con un GD de la máxima potencia razonable para las dimensiones del alimentador donde se instala, y se muestra cómo se rompe la coordinación existente previo a la inclusión del mismo. Dado que para evitar un recierre fuera de fase usualmente se desconectará al GD antes del primer recierre del reanclador, la topología del sistema vuelve a ser la misma que sin la inclusión del GD. Por lo tanto los autores concluyen que se debe utilizar un reanclador con capacidad de especificar curvas diferentes para cada operación. Utilizando un modelo concreto de reanclador se plantean los ajustes necesarios para mantener la coordinación entre reanclador y fusible aún en el peor caso de inyección de potencia y ubicación del GD en el alimentador. Finalmente se verifica mediante simulaciones la validez del ajuste propuesto y se muestra que mediante el uso de reancladores adecuados el problema de la coordinación se puede resolver con relativa facilidad.

2.5.4. Coordinación entre relés de sobrecorriente

En caso de que se tengan al menos dos relés de sobrecorriente (no direccionales) que coordinen en tiempo, esta situación puede verse afectada por la inclusión de GD en dicha parte de la red. La coordinación citada se logra ajustando la curva del relé aguas abajo (relé B) con un margen de tiempo predeterminado por debajo de

2.5. Impacto de la GD en los Sistemas de Protección de redes de Distribución

la curva del relé adyacente aguas arriba (relé A), para la máxima corriente de falta que puede ver el relé B. En caso que haya algún GD conectado aguas abajo de los relés A y B, se tendrán corrientes iguales por los mismos, tanto para faltas aguas abajo como aguas arriba. Dado que la corriente que sienten A y B es la misma no hay forma de mantener la coordinación en ambos sentidos.

Si se tienen diferentes corrientes por A y B según la ubicación de la falta (aguas abajo o aguas arriba), se podrá mantener la coordinación dentro de cierto margen, para aportes considerables de los GD que hagan que la diferencia de corrientes por los relés sea suficiente como para poder coordinar en ambos sentidos. La coordinación entre relés de sobrecorriente se comporta de forma similar que la coordinación entre fusibles indicada anteriormente. En [11] se amplía este análisis.

El artículo publicado en 2016 "A Communication-Assisted Overcurrent Protection Scheme for Radial Distribution Systems With Distributed Generation" de V. Nikolaidis, E. Papanikolaou y A. Safigianni [28], presenta el problema analizado en la sección anterior: en una red de distribución protegida en la cabecera por un reconectador (coordinado originalmente con fusibles que protegen derivaciones de la línea principal), la inclusión de GD sobre la misma hace perder la coordinación existente. Como respuesta a esa situación los autores proponen un sistema basado en relés de sobrecorriente direccionales, instalados en las respectivas entradas y salidas de la línea principal en cada estación intermedia, tal como se muestra en la fig. 2.12.

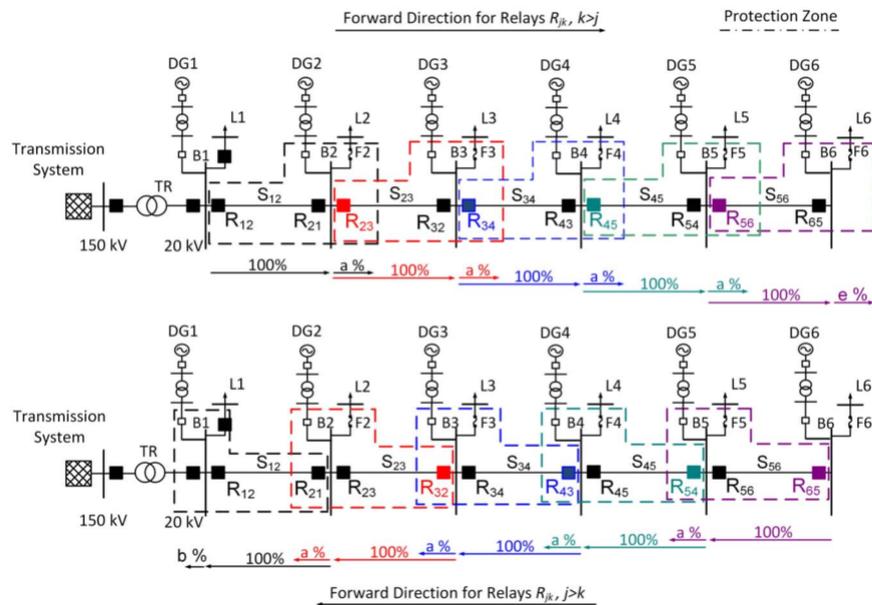


Figura 2.12: Esquema de protección de sobrecorriente propuesto. Fuente: [28].

Capítulo 2. Sistemas de Protección de redes con GD

El sistema propuesto en el artículo se basa en comunicar los relés de sobrecorriente entre sí, de modo que solapando las zonas de protección de cada uno de ellos se puede lograr despejar faltas en forma rápida dentro de la línea.

Se observa que este sistema es similar a uno con relés diferenciales en los diferentes tramos de línea principal. Los autores realizan esta comparación, enumerando algunas ventajas del sistema propuesto respecto de uno diferencial, sin perjuicio de lo cual se concluye que son sistemas de prestaciones y costos similares. Sin embargo, algunas particularidades del caso de estudio de esta Tesis hacen interesante la propuesta de este artículo, por lo cual se profundizará a continuación en este desarrollo. En la sección 7.2.4 se mostrará la aplicación de este esquema (con algunas variantes) al caso de estudio abordado en este trabajo.

El sistema propuesto en el artículo se basa en instalar relés de sobrecorriente de tipo direccional en todas las entradas y salidas de las estaciones sobre la línea principal (notados como R_{jk} en la fig. 2.12). Cada relé será ajustado con una curva formada por dos tramos de tiempo definido (ver fig. 2.13), un primer tramo de disparo rápido para faltas dentro de la zona protegida por el relé ($I > I_{pu1}$), y un segundo tramo con los mismos ajustes que el relé inmediato aguas abajo ($I_{pu2} < I < I_{pu1}$). Esta segunda franja de corrientes está pensada como respaldo del relé adyacente y opera en forma retardada.

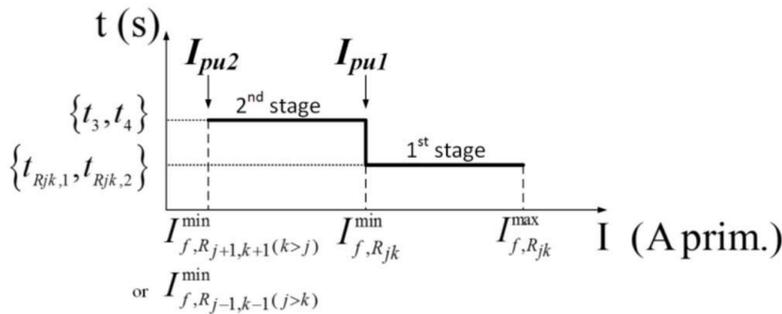


Figura 2.13: Curvas tiempo-corriente genéricas. Fuente: [28].

A fin de obtener los valores I_{pu1} e I_{pu2} para cada relé se llevan a cabo simulaciones, considerando los distintos tipos de cortocircuitos, además de las posibles situaciones de generación en el radial y los distintos escenarios de la red de transmisión. Como resultado de estos estudios se obtendrán los valores mínimos de corriente a detectar por parte de cada relé para su zona a proteger. Además de lo anterior, los relés tendrán implementadas lógicas de bloqueo y transferencia de disparo a otros relés de la línea (ver fig. 2.14).

El principio de actuación general del sistema es el siguiente: una falta en la línea principal deberá ser aislada por la pareja de relés que protegen la sección en falta. Para lograr esto y considerando que varios relés podrían actuar, se propone que todo relé que detecte la falta enviará a los relés aguas arriba un bloqueo

2.5. Impacto de la GD en los Sistemas de Protección de redes de Distribución

(siendo aguas arriba el sentido "hacia atrás" de cada uno). De ese modo solamente generará un disparo el relé más cercano a la falla. Simultáneamente a generar la orden de disparo al disyuntor local, se enviará una transferencia de disparo al relé del extremo opuesto de la sección en cuestión.

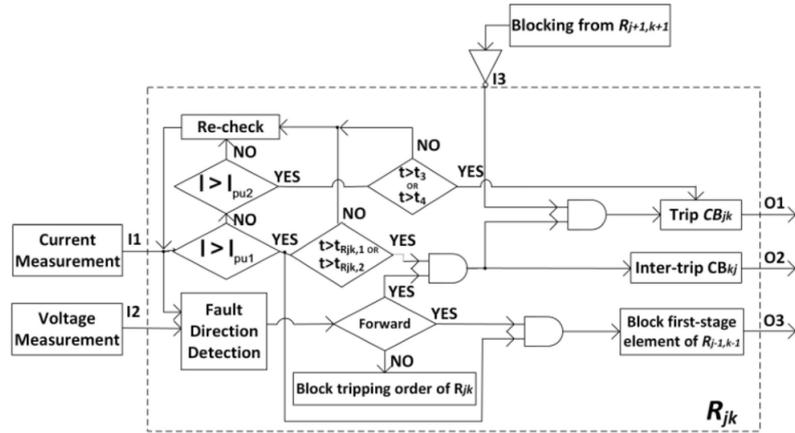


Figura 2.14: Lógica de disparo y bloqueo. Fuente: [28].

En caso que no se permita operar en isla no son necesarios los relés que "miran" hacia la estación de transmisión, solo están como respaldo ante una falla en la transferencia de disparo mencionada.

Todo el esquema comentado aplica tanto para protección de fases como de tierra.

A la hora de ajustar los tiempos, los autores consideran la coordinación entre los relés y el fusible de la derivación de la estación adyacente aguas abajo. Tal como se observa en la fig. 2.12 es inevitable el solapamiento de la zona de protección de un relé con parte de la derivación mencionada, situación que se muestra a continuación:

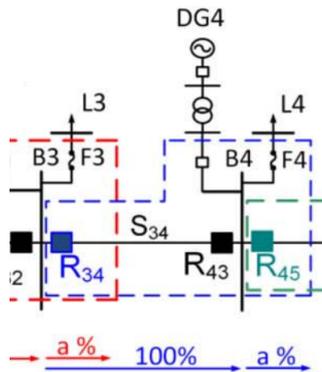


Figura 2.15: Solapamiento de la zona protegida por el relé R_{34} y fusible F_4 . Fuente: [28].

Capítulo 2. Sistemas de Protección de redes con GD

En el artículo se plantea esta coordinación para las dos estrategias de manejo de los fusibles (*fuse saving* y *fuse blowing*, analizadas en la sección anterior). Para ambos casos la elección del tiempo de actuación rápido del relé es diferente: en el caso de salvar fusibles el relé debe actuar antes del tiempo mínimo de daño del fusible para las condiciones de máxima corriente que deban coordinar. Si por el contrario se pretende dejar quemar el fusible, debe calcularse el tiempo máximo de quemado para las condiciones de mínima corriente. En ambos casos se agrega un intervalo de coordinación razonable entre ambos elementos (300ms).

En cuanto a los tiempos del segundo escalón de protección, dado que opera como un respaldo del relé adyacente, se fijan en todos los casos como el tiempo máximo de actuación de zona rápida (el correspondiente al relé más lento) y se le suma el intervalo de coordinación de 300ms.

Finalmente se muestran los resultados en un caso de estudio artificial (mostrado en la fig. 2.12), donde se logra proteger la totalidad de la línea principal, coordinando con los fusibles de los laterales, para todas las combinaciones de GD operativos.

Otro interesante ejemplo de coordinación de relés de sobrecorriente se presenta en [19]. Los autores presentan una propuesta de SdP para una red de distribución con inclusión de GD basados en convertidores. Este tipo de GD tiene la particularidad de inyectar corriente de falta como máximo del doble de su corriente nominal, por tanto su comportamiento es claramente diferente de los casos con generadores sincrónicos. El artículo parte de la premisa de evitar las desconexiones innecesarias de los GD ante una falta en el radial donde se encuentran conectados (ver fig. 2.16).

2.5. Impacto de la GD en los Sistemas de Protección de redes de Distribución

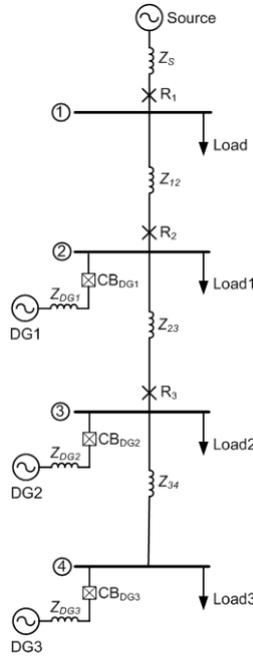


Figura 2.16: Sistema de distribución con GD de ejemplo. Fuente: [19].

Para ello se plantea un esquema de coordinación entre los relés del alimentador que busca despejar únicamente la sección en falta, permitiendo eventualmente la formación de islas en los tramos aguas abajo de la falta.

Se utilizan relés de sobrecorriente direccionales, ya que para poder despejar el tramo en falta deben actuar los relés de las estaciones adyacentes (podría detectarse la falta solo con el relé aguas arriba y luego realizar una transferencia de disparo al disyuntor del otro extremo de la sección, pero el esquema propuesto por los autores no dispone de red de comunicación de alta velocidad). Entonces haciendo uso de ajustes diferenciados en sentido hacia adelante y hacia atrás, se logra coordinar los relés en ambos sentidos a fin de despejar siempre el tramo en falta.

Finalmente, se plantea utilizando funciones de recierre, restituir el tramo abierto una vez despejada la falta. En algunos casos en que se pueda eventualmente formar una isla es necesario utilizar verificación de sincronismo a la hora de reconectar el tramo alimentado con los GD con la red.

El trabajo maneja algunas hipótesis particulares que cabe señalar:

- El alimentador tiene extensión suficiente entre estaciones adyacentes como para que la corriente de falta aportada por la red se reduzca significativamente. Esto permite que se coordine sin problemas los relés en sentido aguas abajo de la red por valores de corriente escalonados, utilizando funciones instantáneas y de tiempo inverso. De esta manera se despejan faltas en tiempos instantáneos en una gran proporción de la línea.

Capítulo 2. Sistemas de Protección de redes con GD

- En cambio, en sentido inverso (o sea desde los GDs hacia la red), los valores de corriente de falta son del orden del doble que la corriente nominal de los GDs, esto hace que se utilicen funciones de tiempo definido, ya que dada la escasa relación corriente de falta a corriente de arranque haría muy lenta la actuación de una función de tiempo inverso. Entonces se recurre a una coordinación por tiempo entre los relés de forma de asegurar la selectividad.
- Un elemento central de este artículo es que los GD tienen la capacidad de inyectar la corriente de falta durante un tiempo sin desconectarse (350ms, capacidad *Fault Ride Through*), esto es utilizado para que los relés disparen en sentido hacia atrás para el aporte de los GDs. Si los GDs se desconectarán más rápido que ese tiempo, no se podría aislar la porción en falta del sistema y por ende el arreglo propuesto no funcionaría. En tal caso quedaría vedada la posibilidad de operar en isla tramos sanos de la red aguas abajo de la falta.
- Todo lo anterior asumía que los GDs están permanentemente conectados a la red. Se plantea también la posibilidad de que éstos entren y salgan de forma intermitente. En tal caso necesariamente se requiere un sistema de comunicación (aunque no de alta velocidad) a fin de remitir la posición de los disyuntores de cada GD a los relés para poder establecer la condición de la red actual y seleccionar el conjunto de ajustes óptimo en cada caso, para evitar variaciones de alcance de los relés. Este punto se ejemplifica en 7.2 para el ejemplo de red estudiado en esta Tesis.

En [6] se presenta un esquema de protección adaptativo. Se trabaja con un sistema con varios DG, en el cual se muestra que en modo conectado a la red los valores de CC son mucho mayores que en modo isla. A través de un algoritmo desarrollado por los autores en otros trabajos previos, se detecta localmente la formación de islas. Luego usando la medida de la corriente en cada estación donde se ve un CC, junto con el tiempo de despeje de falta y conociendo las características de los relés aguas abajo estima el tiempo de operación a los efectos de identificar qué relé actuó. De este modo se conoce el punto de la red que ha sido desconectado, para de ese modo elegir un set de ajustes nuevo para los relés que quedan operando (ante la salida de parte de la GD del radial). Quedan dudas de la eficacia del sistema en la realidad ya que las corrientes de falta que ven los relés son todas muy cercanas por ser líneas muy cortas. Los autores del artículo no comentan nada acerca del error que se puede cometer en la medida de la corriente por parte de los relés. Se muestra que con ajustes adaptativos, se puede despejar faltas en tiempos acotados que aseguren la no desconexión de los GD, en base a conocer las características *FRT* de los mismos previamente.

2.5.5. Recierre fuera de fase

El recierre automático indicado anteriormente también tiene un impacto directo en caso que queden conectados a la red los GD: se puede producir un recierre

2.5. Impacto de la GD en los Sistemas de Protección de redes de Distribución

fuera de fase contra el GD. Esto puede generar daños de importancia en las instalaciones del GD, como ser estrés mecánico en el generador y en la máquina motriz y esfuerzos electromecánicos causantes de aflojamiento de bobinados, por ejemplo.

Para eliminar este peligro, la reconexión debe inhibirse ante la presencia de tensión en cualquiera de las tres fases del lado del GD [13]. El ajuste del relé de tensión debe ser bajo (por ejemplo un 20 % de la tensión nominal) para asegurar que la línea esté desenergizada y el cierre es seguro.

2.5.6. Subalcance de relés de distancia

La inserción de GD en una línea protegida mediante relés de distancia genera inconvenientes en su operación. Estos relés miden la impedancia aparente del sistema desde su ubicación, en una dirección definida. El “alcance” de estos relés se define en base a una impedancia máxima, la cual se ajusta de modo de detectar una falta a determinada distancia del relé. En términos muy simplificados, el relé calcula la impedancia aparente a través del cociente entre la tensión y la corriente en el punto donde está instalado.

Como se observó en la sección 2.5.1, la inserción de GD puede causar que exista un aporte de corriente de CC del mismo hacia la falta (de magnitud dependiente del tipo y tamaño del GD). Esta corriente circulará solo por parte de la línea en falta, por lo que la caída de tensión que medirá el relé no corresponderá solamente a la corriente que pasa por él. El efecto global es que el relé mide una impedancia hasta la falta mayor a la real, por lo que el algoritmo interno determinará que la falta está más adelante, lo que puede redundar en una apertura retardada (por ejemplo disparo en tiempo de zona 2 cuando la falta es dentro de la zona 1).

Se simulan los mismos casos que en la sección 2.5.1, variando la posición del GD a lo largo de la línea L_2 , pero esta vez calculando la impedancia vista Z_v por el relé R_2 (ver fig. 2.17). Se presentan en la tabla 2.2 los resultados obtenidos.

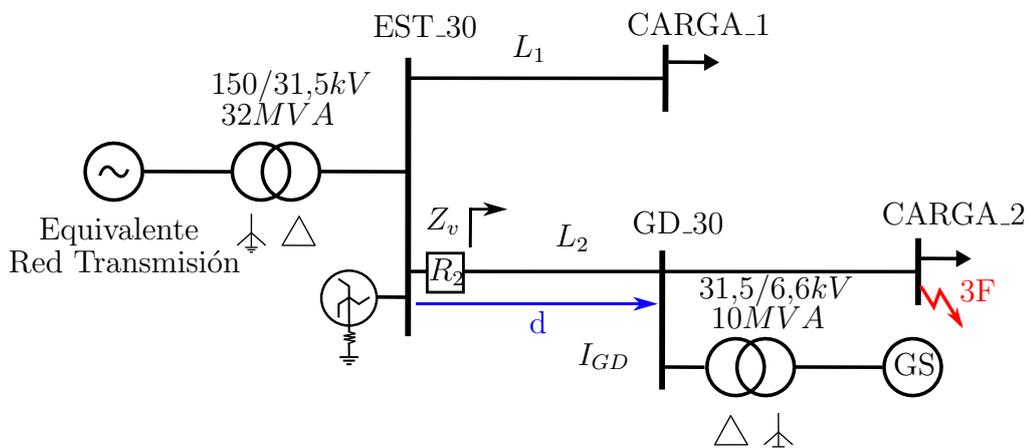


Figura 2.17: Impacto en los relés de distancia.

Capítulo 2. Sistemas de Protección de redes con GD

Generador conectado			Generador desconectado
d (%)	$Z_v(\Omega)$	Alcance Zona 1 (% de la línea)	$Z_v(\Omega)$
25	5,73∠58,5°	64.3	4,39∠59,9°
50	5,40∠58.°	70.6	4,39∠59,9°
75	4,95∠58,6°	78.3	4,39∠59,9°

Nota: Se simuló considerando la reactancia subtransitoria x'' del generador síncrono.

Tabla 2.2: Impedancias medidas por relé de distancia R_2 , falta 3F en el extremo de la línea.

Se observa que en todos los casos la impedancia vista por el relé es superior a la real (incrementos entre 13% y 31%). También se puede ver que el efecto es más pronunciado cuanto más cerca de la estación se ubica el GD.

Por tanto si el relé está ajustado para disparar para faltas hasta cierto punto de la red, al incluir GD, las faltas en el punto límite (*alcance* del relé) ya no serán detectadas, por incrementarse su impedancia aparente medida por el relé. Este fenómeno se conoce como *subalcance*.

Como ejemplo de lo anterior supongamos un ajuste típico de zona 1, con su impedancia ajustada al 80% de la línea L_2 . Con este ajuste se define el límite de la zona 1 en $3,51\angle 60^\circ[\Omega]$. Si el punto donde se produce la falta se pudiera variar en forma continua a lo largo de la línea, se hallaría un punto particular donde una falta 3F produce que el relé R_2 mida exactamente la impedancia calculada. Para cada posición del GD (en 25, 50, 75% de la línea L_2), se simularon faltas de esta forma, resultando los valores expresados en la tabla 2.2. Se observa que en el peor caso (d=25%) se tiene un alcance de zona 1 solamente de 64.3%, por lo que parte de la línea queda protegida en tiempos mayores.

El problema no tiene solución simple, ya que ajustar para el valor de impedancia aparente con GD implica que en condiciones en que no estén operando estos generadores, se estaría *sobrealcanzando*, creado problemas de coordinación con las protecciones del resto de la línea.

2.5.7. Detección de faltas a tierra

Tal como se comenta en 2.4.3, el tipo de conexión del transformador del GD es determinante en lo que refiere a la detección de faltas a tierra en la red a la que este se conecta.

Es práctica habitual en sistemas de distribución que se utilice un solo punto de aterramiento [7]. Este sistema provee la forma más directa de controlar el flujo de corriente de tierra en casos de falta. También permite un comportamiento más predecible de las protecciones de tierra.

Los puntos múltiples de aterramiento pueden generar corrientes de falta mayores en el equipamiento. En particular el reparto de corriente por los distintos puntos de aterramiento puede ser difícil de conocer con precisión lo que redundará en menor

2.5. Impacto de la GD en los Sistemas de Protección de redes de Distribución

rendimiento del sistema de protecciones.

Para ejemplificar los inconvenientes que puede acarrear el uso de aterramientos múltiples, se muestran a continuación dos casos simulados sobre la red de ejemplo utilizada anteriormente. Se supone a estos efectos que el transformador del GD tiene conexión en estrella aterrada por una resistencia del lado de la red (se utilizó una resistencia de 18Ω , mismo valor que la resistencia de aterramiento de la red de distribución a través del transformador zig-zag).

En el primer caso estudiado se simularon faltas FT en el extremo de una de las líneas radiales (ver fig. 2.18). Tal como en las secciones anteriores, se simuló con distintas posiciones del GD a lo largo de la línea (25, 50 y 75 % de la longitud de la línea). Se relevó en cada caso la corriente de tierra tanto en la falta como en los neutros de los transformadores aterrados. En la tabla 2.3 se muestran los resultados obtenidos.

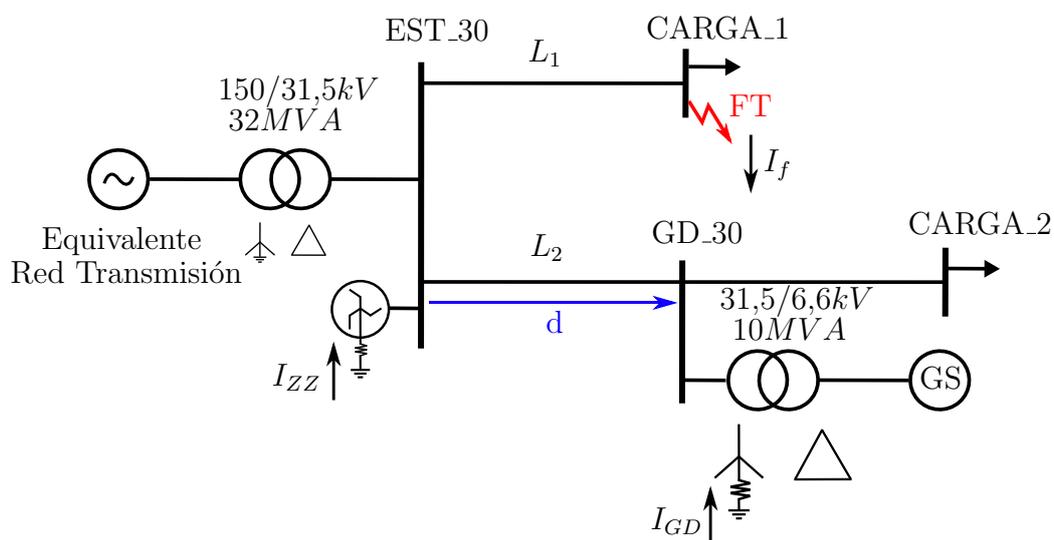


Figura 2.18: Falta FT y aportes de corriente de tierra.

Generador conectado				Generador desconectado
d (%)	$I_{ZZ}(A)$	$I_{GD}(A)$	$I_f(A)$	$I_{ZZ}(A)$
25	438	542	952	533
50	438	528	942	533
75	438	515	933	533

Nota: Se simula considerando la reactancia subtransitoria x'' del generador síncrono.

Tabla 2.3: Corrientes de falta a tierra, falta en barra CARGA.1.

Capítulo 2. Sistemas de Protección de redes con GD

Se observa en los resultados de la tabla 2.3 que la corriente de falta que mediría un relé en el neutro del transformador de aterramiento zig-zag es menor con el GD conectado, mientras que la corriente de falta a tierra en el punto de falla aumenta sensiblemente, esto es debido a que la corriente de secuencia homopolar tiene ahora un camino alternativo de circulación a través del neutro del transformador del GD. Si se pretendiera detectar faltas a tierra con un relé instalado en el neutro del transformador zig-zag (esta protección no tendría selectividad entre los distintos ramales, pero podría operar como respaldo para las protecciones de tierra de las distintas salidas) se mediría un valor de corriente de falta distinto según esté conectado o no el GD.

Por otra parte cabe señalar que un relé ubicado en la cabecera del alimentador L_2 vería corriente homopolar durante la falta en el otro alimentador, siempre que esté conectado el GD, por lo que si no se cuenta con protección de tipo direccional se podría disparar erróneamente interpretando que hay una falta a tierra en L_2 . Esto también ocurrirá para faltas entre fases.

En el siguiente caso se procede de forma análoga pero con faltas en el extremo de la línea donde se instala el GD (ver fig. 2.19).

En este caso se observa que, si bien dependiente de la posición del GD en la línea, en todos los casos hay disminución de la corriente de tierra medida en la estación y aumento de la corriente de falta. Esto puede generar dificultades para detectar la falta por parte de una función de sobrecorriente de tierra ubicada en la cabecera del alimentador.

Queda de manifiesto que la existencia de más de un punto de aterramiento dificulta predecir con exactitud las corrientes homopolares y su circulación sobre todo si se tienen varios generadores operando en distintos puntos. La desventaja de utilizar un único punto de aterramiento radica que ante la pérdida del mismo, el sistema queda sin referencia de tierra, lo que incrementa la probabilidad de que se presenten elevados voltajes que comprometen la seguridad de personas y equipos, tal como se analizó en 2.4.3.

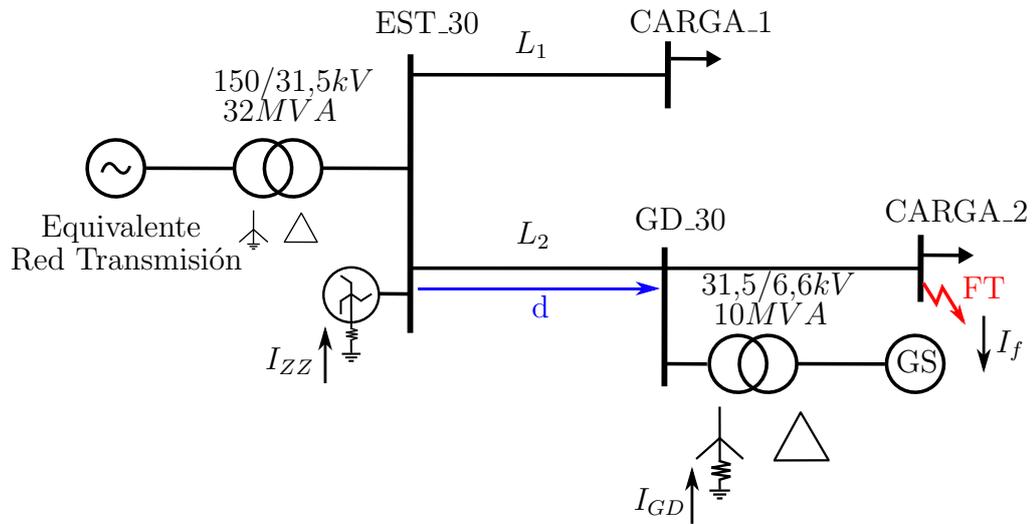


Figura 2.19: Falta FT y efecto en las corrientes por la GD.

Generador conectado				Generador desconectado
d (%)	$I_{ZZ}(A)$	$I_{GD}(A)$	$I_f(A)$	$I_{ZZ}(A)$
25	455	594	1013	533
50	475	638	1074	533
75	498	689	1144	533

Nota: Se simula considerando la reactancia subtransitoria x'' del generador síncrono.

Tabla 2.4: Corrientes de falta a tierra, falta en barra CARGA.2.

2.6. Conclusiones

En este capítulo se realizó una revisión de los SdP en redes de distribución con GD. Se analizaron los requerimientos reglamentarios nacionales relativos al SdP de la interconexión de los GD a la red de Distribución de UTE. Se analizaron las funciones de protección usuales en cada zona involucrada (cabecera del alimentador, interconexión, generador). Finalmente se mostró que la inclusión de GD en redes de distribución entra en conflicto con el sistema de protecciones tradicional, ya que se altera la radialidad de los circuitos.

La inclusión de GD puede redundar en pérdida de selectividad, coordinación y disparos no deseados (para faltas fuera de la zona protegida). Estos inconvenientes se evidencian en sistemas de protección convencionales, mediante fusibles y relés de sobrecorriente no direccionales. Los relés de distancia, si bien afectados en su alcance por los GD, con ajustes inteligentes de sus parámetros pueden ofrecer ma-

Capítulo 2. Sistemas de Protección de redes con GD

por flexibilidad de operación en sistemas con GD [15].

Esquemas del tipo “adaptive protection” se valen de realizar cambios en los conjuntos de parámetros de los relés de protección según el estado de la red, para tener en cuenta los cambios de configuración producto de los GD. Esta tecnología permite optimizar el sistema de protecciones a los efectos de permitir la inclusión progresiva de GD sin degradar las características del sistema.

Finalmente se analizó una estrategia de protección de sobrecorriente presentada en [28], la cual será ensayada en el sistema bajo estudio en esta Tesis.

Capítulo 3

Formación y detección de islas

3.1. Introducción

La formación de islas en sistemas eléctricos de potencia es un tema ampliamente estudiado a nivel mundial dadas las implicancias para el sistema y la variedad de áreas en las que impacta. En [22] se trata extensamente la formación intencional de islas en sistemas de potencia con generación eólica. En el caso de este trabajo, se hará un repaso breve de los conceptos vinculados a la formación y detección de islas (en este capítulo) y se hará un análisis de viabilidad de la formación de islas en el caso de estudio (capítulo 6), haciendo énfasis principalmente en el estudio del SdP, aspecto abordado en forma secundaria en [22].

Una isla se puede formar cuando un evento en la red eléctrica produce la separación de parte de la misma (conteniendo generación y carga) respecto del sistema interconectado. Una vez configurada esta situación pueden derivarse dos posibilidades:

1. Que la isla formada sea estable y permanezca operando de forma autónoma temporalmente.
2. Que las magnitudes eléctricas principales rápidamente salgan de sus bandas de referencia, actuando las protecciones y haciendo que la isla colapse, desconectándose los generadores e interrumpiéndose el suministro a las cargas.

Entre estos extremos existen situaciones intermedias donde se puede realizar cierta estabilización de la isla, por ejemplo mediante el disparo de cargas, de forma de evitar el colapso total de la misma.

El elemento clave que define el comportamiento del sistema será siempre el balance de potencias dentro de la isla. En caso que la potencia activa (P) demandada por las cargas dentro de la isla supere la potencia mecánica entregada por los motores primarios a los generadores, se extraerá la potencia faltante de la energía cinética de los rotores de los mismos, de forma que la frecuencia disminuirá. En caso contrario, con un exceso de generación, se producirá una aceleración de

Capítulo 3. Formación y detección de islas

los rotores, transfiriendo a energía cinética en los mismos el exceso de potencia mecánica, elevando la frecuencia.

Esta dinámica se expresa a través de la llamada *ecuación de swing*, que describe de forma aproximada la evolución del sistema en los primeros instantes luego de la perturbación:

$$P_{mec} - P_{el} \approx \frac{df}{dt} \cdot \frac{2H}{f_0}$$

Donde:

- P_{mec} es la potencia mecánica entregada al eje del generador
- P_{el} es la potencia eléctrica demandada al generador
- f es la frecuencia en la isla
- H es la constante de inercia del generador que integra la isla
- f_0 es la frecuencia nominal del sistema

Se observa que la tasa de variación de la frecuencia depende directamente del desbalance de potencias en la isla e inversamente de la inercia del generador. Por lo tanto para regular la frecuencia deberán actuar primeramente los controles de potencia activa (o de velocidad) de los generadores involucrados en la isla, y en caso de no ser esto suficiente se deberá pasar a aplicar un esquema de disparo de cargas (o de generación, según sea el caso) para intentar estabilizar la frecuencia.

Por otra parte, dado que las redes de transporte tienen impedancia serie inductiva, la inyección de potencia reactiva (Q) en un nodo (por ejemplo a través de una barra que consume corriente en adelante) genera que la tensión en dicho nodo tienda a elevarse respecto del nodo de alimentación. De modo inverso, el consumo de Q tiende a generar una caída en la tensión de la barra donde éste se produce. Por lo tanto se puede observar que un eventual déficit de generación de Q dentro de la isla deberá ser compensado con aumento de la excitación de los generadores (en el caso de generadores síncronos), y a la inversa en caso de superávit. De no actuar los controles de tensión de las máquinas suficientemente rápido se producirán sobre o sub tensiones dentro de la isla.

Históricamente, la formación de islas ha sido un evento de naturaleza *accidental* y la práctica de las empresas eléctricas siempre fue asegurar una rápida y correcta detección de las mismas, para luego actuar sacando de servicio toda la generación dentro de la isla. Este proceder resulta lógico teniendo en cuenta que desde el punto de vista de la empresa eléctrica, una isla activa es una porción de su red sobre la que no tiene control y ello impacta en aspectos claves como ser la calidad del producto y la seguridad del personal que pudiera estar operando en contacto con estas instalaciones. Operar en isla también puede resultar inseguro para los generadores incluidos en la misma, debido a la posibilidad de recierres fuera de fase al reconectarse con el sistema principal (generando daños de tipo mecánico y eléctrico en el equipamiento), tal como se comentó en 2.5.5.

3.2. Islas no planificadas

Sin embargo en años recientes se ha venido desarrollado la idea de admitir en algunos casos operación en isla de porciones del sistema eléctrico. Este concepto tiene como base el cambio en las características de la red derivado de la inclusión masiva de GD en algunos países, lo que junto a mejores y más avanzadas técnicas de control y automatización, y presiones cada vez mayores sobre la continuidad del suministro, llevan a las empresas eléctricas a cuestionarse si no resulta pertinente en algunos casos admitir la formación de islas.

En las secciones siguientes se repasarán los conceptos centrales sobre formación de islas, sus impactos, los métodos de detección y la posibilidad de operación intencional en isla.

3.2. Islas no planificadas

En base al planteo de la sección anterior, la formación de islas puede clasificarse en dos grandes categorías: los casos donde operar en isla no ha sido previamente planificado y aquellos donde se han realizado estudios y modificaciones de la red que posibilitan operar de este modo. El primer caso es referido en la literatura especializada como *unintentional islanding* mientras que el segundo comprende el llamado *intentional islanding*. Se observa que el uso del término “intencional” o “no intencional” es referido a la planificación y estudio para admitir la operación en isla y no a la naturaleza del evento que desencadena la formación de la isla (que puede ser accidental o por acción deliberada de un operador).

En este trabajo para evitar la ambigüedad de la traducción de estos términos se tratará con islas “planificadas” o “no planificadas”.

Una isla no planificada puede formarse típicamente ante una falta en un circuito radial en el que se produce la apertura por ejemplo del interruptor de cabecera. Si en este circuito hay generadores inyectando P y se tiene una demanda de magnitud similar, el circuito aislado continuará funcionando con una deriva en la frecuencia dependiente del desbalance de P, como se ha visto en la sección anterior.

3.3. Islas planificadas

Por otra parte se tienen las islas planificadas, o sea aquellos casos donde se han analizado previamente todos los aspectos necesarios para que se pueda establecer con seguridad la operación en isla de una porción del sistema, por un tiempo acotado, para luego realizar la reconexión con el sistema principal.

Admitir la operación en isla implica para la empresa eléctrica un esfuerzo extra en planificación, equipamiento, capacitación de personal y operación, entre otros. Estos esfuerzos deben estar suficientemente justificados, de modo tal que la relación costo/beneficio sea aceptable.

La norma IEEE 1547.4-2011 [3] desarrolla extensamente la temática de la planificación de islas. En [22] se repasan los principales conceptos vertidos en esta norma.

Capítulo 3. Formación y detección de islas

En este trabajo se realizará un repaso básico del contenido de esta norma por considerarla marco de referencia indispensable para el mismo.

En [3] se analizan inicialmente los distintos tipos de islas que se podrían formar en una red de distribución, desde islas internas que comprenden solamente las instalaciones del GD hasta toda la zona alimentada por la estación reductora AT/MT. En el caso de estudio de este trabajo, la configuración de la red solo contemplará algunas de las alternativas, las cuales se evaluarán en el capítulo 6, donde se analizará la viabilidad de las posibles islas a formarse en función de la generación disponible, la carga y los dispositivos de corte y seccionamiento de la red instalados.

La norma también define distintas etapas a considerar durante la operación planificada en isla:

- Modo paralelo con la red
- Transición a isla
- Modo isla
- Reconexión

También se tratan los aspectos a analizar a la hora de planificar la existencia controlada de islas, tanto del lado de los requisitos sobre el GD como desde el punto de vista de la red eléctrica.

Los temas principales a considerar a la hora de planificar la operación en isla son:

- Regulación de tensión y frecuencia
- Características de la carga
- Estabilidad
- Reconfiguración del SdP
- Calidad de energía
- Seguridad operativa
- Comunicaciones entre los distintos actores (ubicados dentro y fuera de la isla)

El tratamiento exhaustivo de cada uno de los temas anteriores requeriría un alcance superior al de este trabajo. A continuación se realiza un repaso de cada uno de los puntos destacando sus aspectos principales.

Regulación de tensión y frecuencia:

Es claro que al pasar del funcionamiento en paralelo a la operación en isla se pierde el vínculo con un sistema interconectado que, a los efectos de los tamaños de islas que se está considerando en este trabajo (orden de decenas de MW), se comporta como una red muy fuerte. Esto implica que estando el sistema de potencia presente tanto la tensión como la frecuencia en los alimentadores son reguladas dentro de bandas especificadas por las entidades reguladoras.

En el caso uruguayo, las instalaciones de subtrasmisión tienen las siguientes niveles de tensión ¹ y frecuencia [22] admisibles en régimen permanente:

U_n (kV)	V_{min} (pu)	V_{max} (pu)	f_{min} (Hz)	f_{max} (Hz)
31.5	0.95	1.05	49.8	50.2
63	0.93	1.07	49.8	50.2

Tabla 3.1: Rangos de variación de tensión y frecuencia reglamentarios en Uruguay a nivel de subtrasmisión.

La responsabilidad de mantener tensión y frecuencia dentro de estos límites es exclusiva del distribuidor, en la medida que no se requiere que un GD regule tensión ².

Tanto las cargas como los propios GD que se conecten a dicho circuito operarán a esa tensión impuesta por la red. Es decir, que el GD no regulará tensión sino que controlará el factor de potencia o la inyección de reactiva en su nodo de conexión.

Del mismo modo, la frecuencia será impuesta por la red y el GD utilizará sus controles de velocidad (governor) para regular la potencia activa inyectada.

Pasar a operar en isla implica que algún GD dentro de la misma deberá asumir las tareas de control de tensión y frecuencia, para lo que deberá asegurar que cumple ciertas bandas de variación para estas magnitudes, que deben ser acordadas entre el distribuidor y los eventuales participantes en la isla planificada.

Características de la carga:

Se debe estudiar las características de la carga alimentada en la isla planificada, lo cual implica obtener perfiles de carga detallados así como información de cargas que ameriten una consideración especial por su naturaleza (ej. grandes motores).

Especial cuidado debe tenerse al analizar el desbalance de carga entre fases dentro de la isla, el cual dependiendo del caso puede ser significativo. El desbalance de cargas resulta particularmente perjudicial al operar en isla debido a que

¹Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica [25]

²En el sistema argentino por ejemplo, se evalúa la potencia del GD a instalarse en un determinado punto en relación a la potencia de CC disponible, clasificando al GD como tipo A o B. En función de esa elección se asigna al generador la responsabilidad de regular tensión en su nodo de conexión (en el otro caso puede operar con consigna de factor de potencia)

Capítulo 3. Formación y detección de islas

puede producir efectos nocivos en los generadores, que no están diseñados para operar con niveles elevados de corriente de secuencia inversa. Este problema no se evidencia en modo paralelo con la red debido a que a niveles de transmisión la red es esencialmente equilibrada (aunque las cargas a nivel de distribución no lo sean se produce un efecto de cancelación).

Otro aspecto relevante referido a la carga y considerando en [3] es el llamado *cold load pickup*, efecto causado por la simultaneidad en el arranque de cargas ante una interrupción del suministro (ej. motores o cargas controladas por termostato). Este pico de corriente de arranque puede ser de escaso impacto cuando el sistema interconectado está presente, pero ante una situación de isla con reducida potencia de cortocircuito puede afectar el perfil de tensiones (además del efecto en la frecuencia).

Reconfiguración del SdP:

El principal desafío desde el punto de vista del SdP al considerar la operación en isla es la reducción de corriente de cortocircuito, que puede ser significativa al perderse el vínculo con el sistema interconectado. Este problema es aún mayor con GD basados en convertidores de electrónica de potencia, que limitan la corriente de cortocircuito a valores de $2I_n$ como máximo (a fin de proteger los semiconductores). Para los generadores síncronos, como los que se analizan en el caso de estudio de este trabajo, la corriente de falta puede ser mayor.

Esta reducción en la corriente de cortocircuito puede afectar tanto el tiempo de actuación como la coordinación de las protecciones dentro de la isla. Resulta claro que el SdP debe poder reconfigurarse ante eventos de isla. La premisa es que todas las faltas que son detectadas y despejadas en el modo de operación normal (en paralelo con la red) también deben ser detectadas y despejadas en modo isla.

Estabilidad:

La separación del sistema interconectado no solamente implica la pérdida de potencia de cortocircuito, sino que además la inercia del sistema aislado es mucho menor dado que se basa en un número (y potencia) de generadores sensiblemente menor. Esto repercutirá en los aspectos de estabilidad de la isla, que deben ser analizados.

Calidad de energía:

La reducción en la potencia de cortocircuito puede traer consigo un deterioro de la calidad de energía por impacto mayor de fenómenos presentes en la red (flicker, armónicos, desbalances de tensión, etc).

Seguridad Operativa:

Se deben actualizar las prácticas de desenergización de las instalaciones, considerando que el personal de O&M está familiarizado con instalaciones de tipo radial

3.3. Islas planificadas

en estos niveles de tensión. Otro aspecto a considerar es que el eventual aumento de los tiempos de despeje de faltas incrementa el peligro del personal expuesto a arcos durante trabajos en instalaciones energizadas.

3.4. Métodos de detección de islas

3.4.1. Clasificación y generalidades

Tal como se analizó al comienzo del presente capítulo, la formación no planificada de islas es un evento no deseado por parte de la empresa distribuidora, y por ende resulta esencial disponer de métodos confiables de detección.

La detección de islas en SEPs es un área tecnológica en permanente evolución, lo que genera la aparición de nuevos desarrollos de métodos de detección en forma frecuente.

Los métodos de detección de islas se pueden separar en dos grandes categorías:

- **Locales:** son aquellos que dependen solamente de medidas en el punto de interconexión para determinar si se está en isla.
- **Remotos:** los que requieren de comunicación con otros puntos del sistema para determinar la situación de isla.

A su vez, los métodos locales se pueden separar en dos grupos:

- **Pasivos:** los que se basan en medidas de magnitudes eléctricas del propio SEP para determinar si ese punto se encuentra unido o no al sistema interconectado, por ejemplo medir la frecuencia.
- **Activos:** son aquellos que para la detección se basan en inyectar en el SEP algún tipo de perturbación, aprovechando la sensibilidad de algunas magnitudes al operar en isla, por ejemplo medida de impedancia vista desde el GD mediante inyección de una señal de frecuencia no industrial.

La consigna de cualquiera de estos métodos, al igual que en otros principios de protección, será obtener una detección eficaz cuando se produzca el evento de isla (*dependability*) y una baja sensibilidad ante eventos de no-isla (*security*), o sea disparar el GD cuando exista una situación de isla real y no hacerlo de forma espuria ante otras perturbaciones.

Un sistema de comunicaciones altamente confiable que conecte los interruptores que podrían generar islas con los GD sería la solución más completa, ya que se puede conocer la topología de la red y por ende saber si esa GD está en isla o no. Obviamente la desventaja de este sistema es su elevado costo, que lo hace particularmente poco atractivo para la instalación de GD de pequeño y mediano porte a nivel de distribución o subtransmisión.

En el otro extremo están los sistemas locales pasivos, los más económicos y simples de implementar, pero con mayor zona de no detección (condiciones de carga y generación en la que las islas no son detectadas).

Finalmente, un aspecto clave en la selección de un sistema anti-isla para una aplicación particular es evaluar la posibilidad real de formación de islas, que puede ser tan baja que no justifique más que un sistema simple y económico, como se comentó en 2.4.4.

3.4. Métodos de detección de islas

En las secciones siguientes se realizará un breve repaso de los métodos más utilizados y sus principios de operación.

3.4.2. Métodos Locales

Dentro de los métodos locales, además de los más simples basados en relés de frecuencia y tensión (81U/O, 27/59) ya comentados en 2.4.4, se tienen dos sistemas de amplia utilización a nivel mundial:

ROCOF

Rate Of Change Of Frequency, o 81R, se basa en discernir la formación de una isla en función de la velocidad de variación de la frecuencia, con un umbral de disparo asociado (Hz/s).

Vector Shift

Se basa en detectar el salto de fase en la tensión que ocurre al entrar en isla debido al cambio en la impedancia vista por los generadores.

Ambos métodos son utilizados extensamente como complemento de los relés de sub/sobre frecuencia y tensión, que no serán efectivos ante casos de islas con balances razonables de P y Q. En estos casos, las funciones como *ROCOF* o *Vector Shift* aportan mejores características de detección pero a su vez son más vulnerables a disparos erróneos.

3.4.3. Métodos Remotos

En esta categoría entrarían por ejemplo los métodos basados en transferencia de disparo, donde un interruptor cuya apertura genera una isla (por ejemplo interruptor de cabecera de un alimentador radial con GD) envía un disparo al interruptor de la GD aguas abajo, a través de un sistema de comunicación (por ejemplo fibra óptica).

Un método de detección de islas de gran popularidad en años recientes, que también requiere comunicaciones es el basado en *sincrofasores*. Se tiene información de fase de las tensiones en distintos puntos de la red (medidas a través de las denominadas PMU (*Phasor Measurement Units*)) y lo que permite detectar en forma centralizada la formación de islas (ante variaciones de ángulo anormales entre distintos nodos). Es una técnica de detección utilizada a nivel de la red de transmisión y no tanto a niveles de distribución.

Como se comentaba anteriormente, existen muchos otros métodos de detección de islas, pero son los anteriores los que tienen mayor aplicación industrial. Muchos desarrollos están en etapa preliminar o probados solo a nivel de simulaciones, por lo que no se profundizará en ellos en este trabajo.

3.5. Conclusiones

En este capítulo se revisaron los principales conceptos vinculados a la formación de islas.

Se estableció la diferencia entre islas planificadas y no planificadas, exponiendo para las primeras los temas a analizar de cara a su aplicación, según la norma IEEE 1547.4-2011. En la búsqueda bibliográfica realizada no se observaron ejemplos de aplicación de formación planificada de islas. Sin embargo la posibilidad de admitir este tipo de operación parece cada vez más plausible, debido al avance de la tecnología asociada al control de los SEP y por otra parte debido a la creciente participación de la GD en el sistema.

A juicio del autor de este trabajo resulta interesante evaluar la posibilidad de implementarlo a nivel de la red de distribución del Uruguay, si bien este trabajo se centrará en un caso de estudio específico.

Finalmente se clasificaron los métodos de detección de islas, comentando los principios de operación más comúnmente utilizados. Dado que la detección de islas no es el foco principal de este trabajo, no se analizaron en detalle estos métodos ni se comentan los desarrollos experimentales más recientes.

Capítulo 4

Caso de estudio

Uno de los objetivos principales de este trabajo es el análisis de los SdP de la red de distribución en un contexto de existencia de GD. Por otra parte también se busca analizar el impacto que podría tener la posible formación de islas a nivel de operación del SdP. A los efectos de estudiar el problema sobre un caso real, se eligió un caso de estudio con particularidades que lo hacen interesante para una investigación de este tipo.

Se trabajó sobre una parte de la red de sub-trasmisión de 31.5kV de UTE, que cuenta con las siguientes características:

- Red anillada, operada en forma radial
- Presencia de generadores síncronos de porte comparable a las cargas en dichos radiales

Estas características fueron consideradas al momento de la elección de esta parte de la red como caso de estudio. En las secciones siguientes se profundizará en la descripción de esta red.

Cabe señalar que todas las instalaciones modeladas son reales si bien a los efectos mantener la confidencialidad de la información utilizada en este trabajo se ha colocado nombres ficticios a estaciones, clientes y generadores.

4.1. Descripción general de la red estudiada

En la fig. 4.1 se muestra un esquema unifilar de la red bajo estudio. Se compone de varios alimentadores en 31.5kV que se originan en la estación de trasmisión TRA.01. A los efectos de simplificar el diagrama se han notado como "..._30" las barras de 31.5kV y "..._150" las barras de 150kV de una determinada estación. Asimismo se utilizará la denominación "aguas abajo" para referirnos al sentido desde TRA.01 a lo largo del radial de distribución. Esta definición no es estrictamente válida cuando la GD está operativa ya que no se tiene una única fuente, pero se utiliza por simplicidad.

Capítulo 4. Caso de estudio

La estación TRA_01 se vincula a la red de transmisión en 150kV, sobre el radial que comienza en la estación TRA_00 (ver fig. 4.1). La situación actual de la estación TRA_01 sobre un radial la hace sensible a interrupciones de suministro ante por ejemplo, faltas en el tramo TRA_00 - TRA_01 (137km) que generen apertura del interruptor de TRA_00.

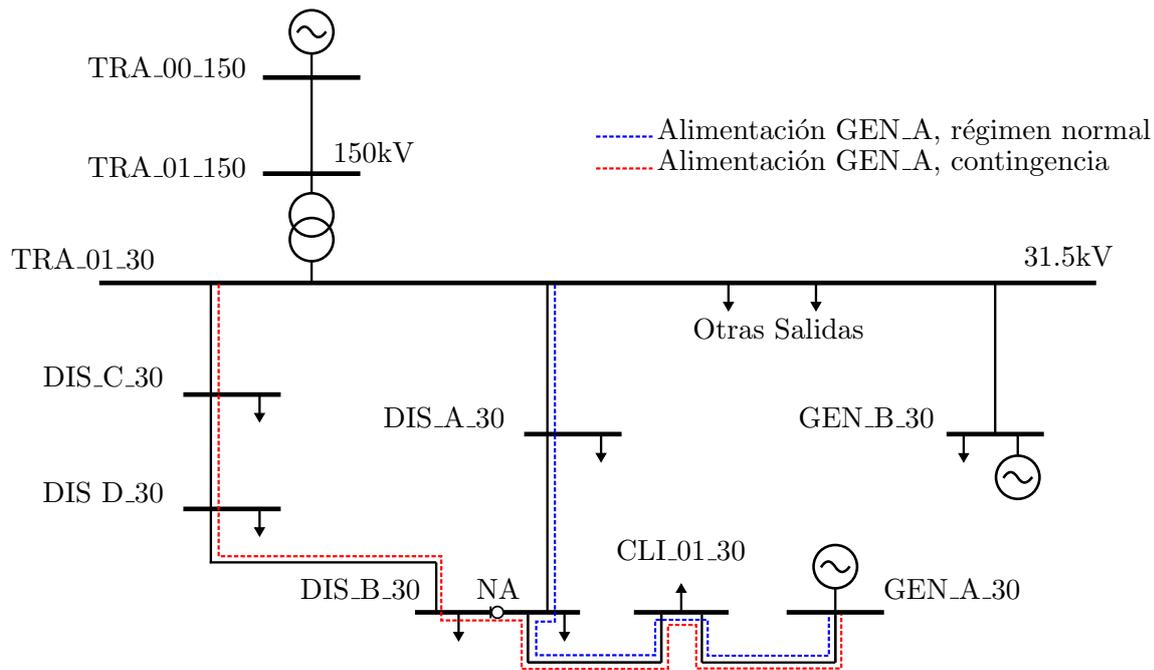


Figura 4.1: Unifilar de la red bajo estudio.

Desde la barra TRA_01_30 se alimentan varias salidas de 31.5kV. A los efectos de este trabajo se modelarán solo algunas de ellas.

Se observa que hay dos generadores privados conectados en 31.5kV, que denominaremos generadores “A” y “B”, ubicados en el extremo final de dos radiales (en la configuración normal de la red). Estos generadores operan a base de biomasa, con turbinas de vapor y generadores síncronos.

En configuración normal (trazo punteado azul), el PCM de Generador A se ubica en el extremo de un radial de unos 9km (salida “DIS_A” de TRA_01), el cual alimenta a lo largo de su recorrido a dos estaciones de distribución (DIS_A y parte de DIS_B), y al cliente industrial CLI_01.

Como se observa en la fig. 4.1 desde DIS_B se puede conectar mediante un seccionador bajo carga telecontrolado el extremo de otro radial, a través de las estaciones DIS_C y DIS_D. Esta conexión configura la alimentación en contingencia para Generador A (trazo punteado rojo). En configuración normal este seccionador está abierto y ambas partes de la barra de DIS_B se alimentan de radiales diferentes. Existe además una segunda opción de alimentación en contingencia para Generador A a través de otra salida de TRA_01 (no representada en el esquema y

4.2. Estación transmisión TRA_01

no contemplada en este trabajo por tratarse de una segunda alternativa).

Generador B se ubica en el extremo de un alimentador de 13.4km directo desde TRA_01, sin otras estaciones en este tramo. La alimentación alternativa de Generador B es a través de una conexión entrada/salida en su PCM de un radial de 46km que continúa hacia otra localidad.

4.2. Estación transmisión TRA_01

La estación TRA_01 cuenta con secciones de entrada y salida de línea de 150kV. En la figura 4.2 se observa el esquema unifilar de la estación. Posee un transformador YNyn0d5, 150/31.5kV, 40 MVA (T1), y por otra parte un paralelo rígido de dos transformadores YNd5, 15MVA (T2A y T2B). La operación se realiza con T1 o T2A+T2B, con rotaciones periódicas.

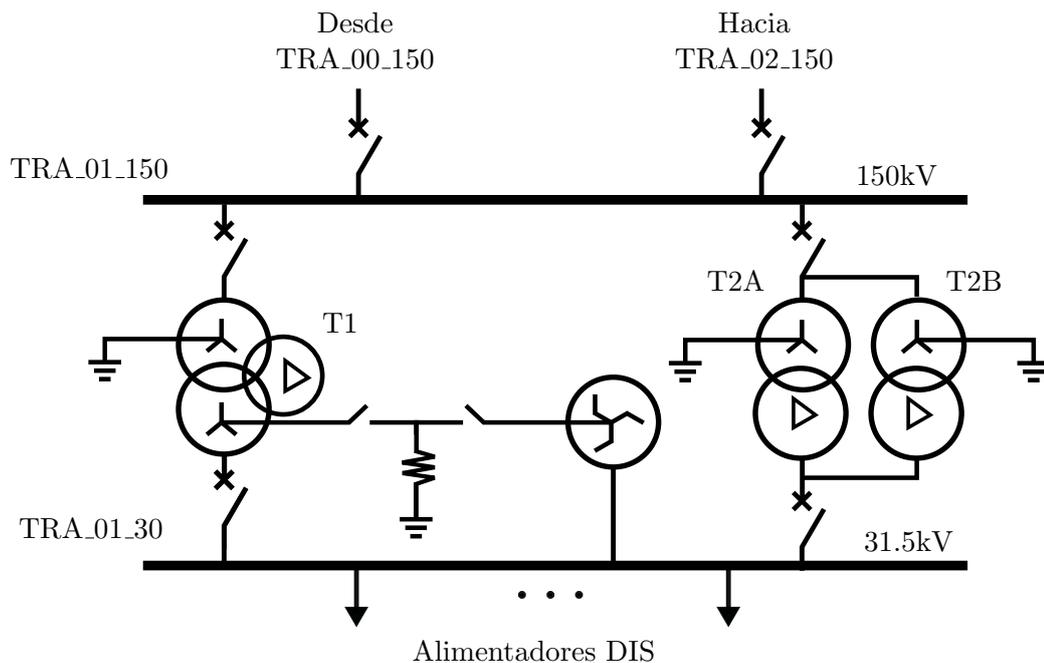


Figura 4.2: Unifilar estación TRA_01.

Dado que T2A y T2B tienen conexión triángulo del lado secundario, el aterramiento de la red de 31.5kV en caso de operar con estos transformadores se realiza mediante una reactancia zig-zag, cuyo neutro se conecta a una resistencia de aterramiento de 50Ω. Como se observa en el unifilar, el neutro secundario de T1 comparte ese mismo aterramiento. Los lados 150kV presentan aterramiento rígido como es usual a esos niveles de tensión.

4.3. Estaciones de Distribución

4.3.1. DIS_A

Esta estación tiene el esquema unifilar presentado en la fig. 4.3. Cuenta con dos transformadores en paralelo que alimentan una barra de 6kV la cual a su vez suministra varias cargas urbanas.

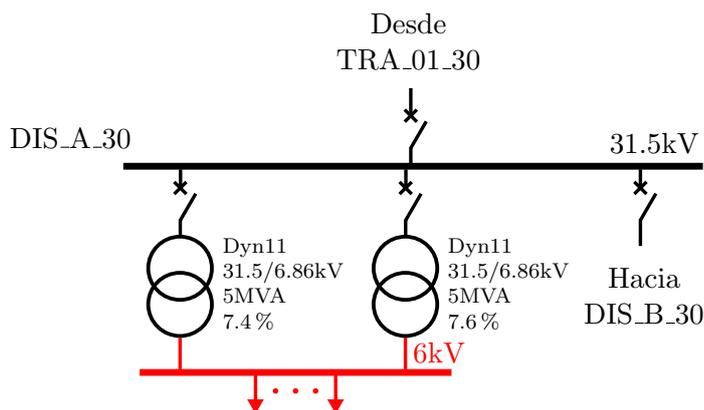


Figura 4.3: Unifilar estación DIS_A.

4.3.2. DIS_B

La estación DIS_B dispone de dos barras de 31.5kV, tal como se muestra en la fig. 4.4. Cuenta con un transformador reductor en cada barra, contando con barras de 15 y 6 kV.

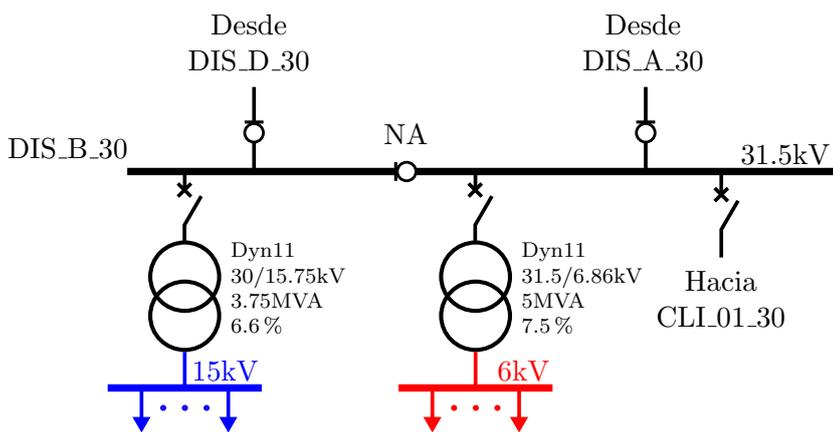


Figura 4.4: Unifilar estación DIS_B.

Notar que en régimen normal cada una de las barras de 31.5kV es alimentada de estaciones distintas (acoplamiento de barras normal abierto, no se opera en anillo cerrado). En caso de perder la alimentación de una de las estaciones se puede cerrar este acople trasladando esas cargas a la otra barra.

4.3. Estaciones de Distribución

4.3.3. DIS_C

Esta estación es de características idénticas a DIS_A. Alimenta cargas urbanas.

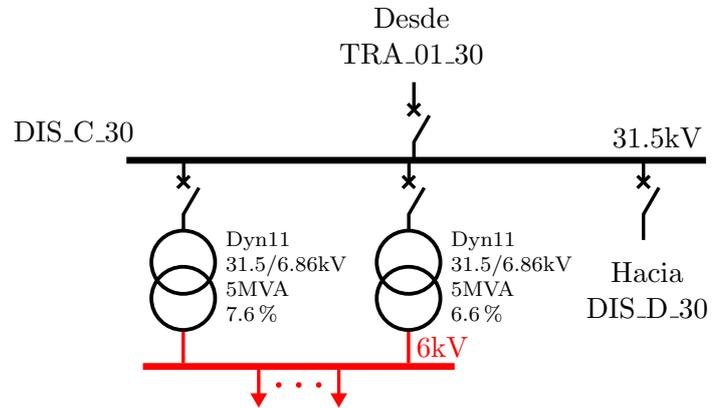


Figura 4.5: Unifilar estación DIS_C.

4.3.4. DIS_D

En este caso se trata de una estación con equipos de intermedia (a diferencia de las tres anteriores que son interiores), alimenta varias líneas de 15kV en una zona suburbana-rural.

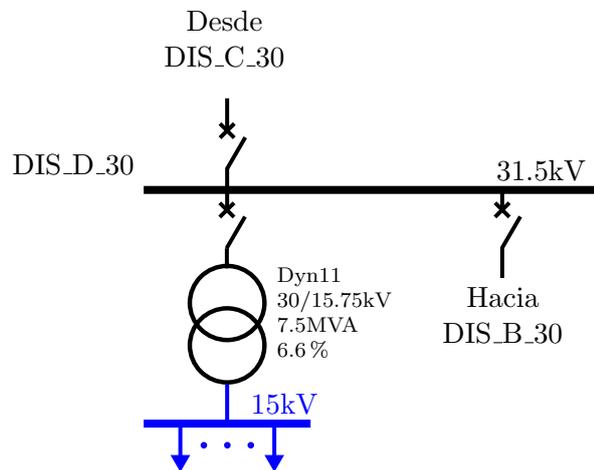


Figura 4.6: Unifilar estación DIS_D.

4.3.5. Estaciones de Distribución - Resumen

Las cuatro estaciones involucradas tienen las siguientes características comunes:

Capítulo 4. Caso de estudio

- Cuentan con transformadores Dyn11, con lado 31.5kV conexión triángulo, lo que determina que a los efectos de la red de esa tensión las cargas no toman corriente de secuencia cero.
- Los aterramientos del lado en estrella son mediante una resistencia de 8Ω en $15kV$ y de 4Ω en $6kV$.

4.4. Líneas y cables

La red presentada en la sección anterior se compone mayormente de línea aérea de 31.5kV en todas las zonas rurales y suburbanas, con conductores tipo 120 ALAL ($120mm^2$ Aluminio) y ACSR 125/30 ($125mm^2$ Aluminio - $30mm^2$ Acero). Existen algunos tramos relativamente cortos de cable, por ejemplo dentro de una zona urbana entre las estaciones DIS_A y DIS_B (1km) y la entrada al PCM de Generador A (0,4km). En los tendidos más antiguos se utiliza cable con Aislación de Papel Impregnado (API) y en los más actuales XLPE.

En la figura 4.7 se muestra esquemáticamente la red modelada con las longitudes aproximadas entre estaciones adyacentes. En los casos que un tramo está cubierto con cable y línea aérea, las longitudes relativas de ambos en el esquema son proporcionales a las longitudes reales. Los detalles de la red modelada, con las distancias exactas de tramos de línea y cable pueden verse en el Apéndice B.0.2.

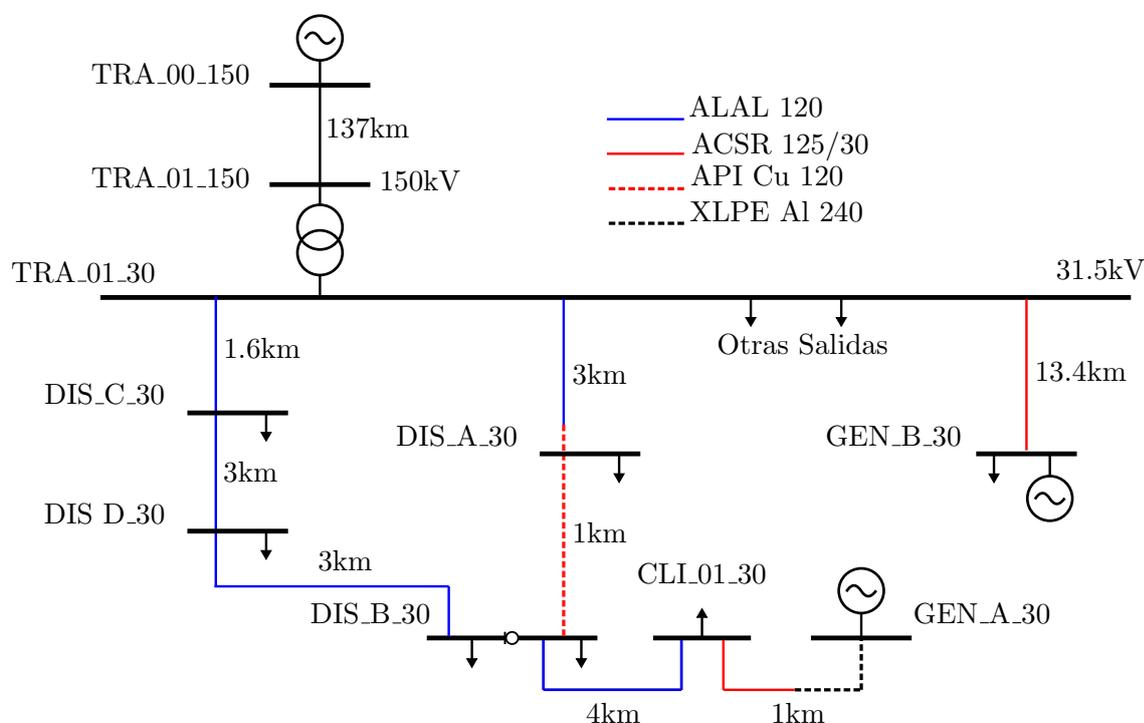


Figura 4.7: Líneas y cables de 31.5kV de la red modelada.

4.5. Generadores

4.5.1. Generador A

La planta de Generador A cuenta con un generador síncrono con las siguientes características principales:

$U_n(kV)$	6.6
$S_n(MVA)$	12.5
$f_n(Hz)$	50
$\cos(\varphi)_n$	0.8
$n_n(rpm)$	1500
Excitación	<i>brushless</i>

La conexión a la red de esta máquina se realiza a través de un transformador elevador de las siguientes características:

$U_p/U_s(kV)$	31.5/6.6
$S_n(MVA)$	12.5
$f_n(Hz)$	50
Grupo de conexión	Dyn11

El generador síncrono es accionado por una turbina de vapor de 10MW.

4.5.2. Generador B

Por su parte la planta de Generador B dispone de un generador síncrono de las siguientes características:

$U_n(kV)$	13.8
$S_n(MVA)$	15
$f_n(Hz)$	50
$\cos(\varphi)_n$	0.8
$n_n(rpm)$	1500
Excitación	<i>brushless</i> , alimentado desde PMG

La conexión a la red de esta máquina se realiza a través del siguiente transformador elevador:

Capítulo 4. Caso de estudio

$U_p/U_s(kV)$	31.5/13.8
$S_n(MVA)$	10
$f_n(Hz)$	50
Grupo de conexión	Dyn1

4.5.3. Modo de control de generadores

En virtud de los Convenios de Conexión suscritos por los generadores A y B con UTE, no se requiere a los mismos realizar control de tensión en su respectivo nodo de conexión. UTE impone al generador solamente una restricción de factor de potencia, dando un rango para el mismo dentro del cual el generador tiene libertad de operar, sin perturbar los niveles de tensión de los radiales (ver fig. 4.8).

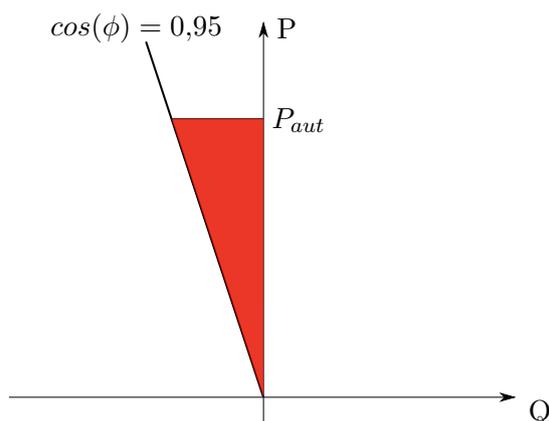


Figura 4.8: Rango de factor de potencia generadores A y B.

El control de los niveles de tensión en estos radiales corre por cuenta de UTE, mediante los transformadores 150/31.5kV y la tensión se debería mantener siempre en el rango $31,5kV \pm 5\%$ [25].

En los hechos, estos generadores operan a factor de potencia unitario debido a que se intenta maximizar la potencia activa entregada a la red, a la vez de reducir al mínimo la carga del generador ($Q=0$).

A los efectos de este trabajo se obtuvieron medidas de tensión correspondientes a una barra de 31.5kV perteneciente a la red analizada. Si bien se trata de una barra alejada de la TRA_01.30, la tensión se mantiene regulada dentro de un rango cercano a la nominal. El registro corresponde a unos 28 días de datos medidos cada 10 minutos (4000 muestras) fig. 4.9.

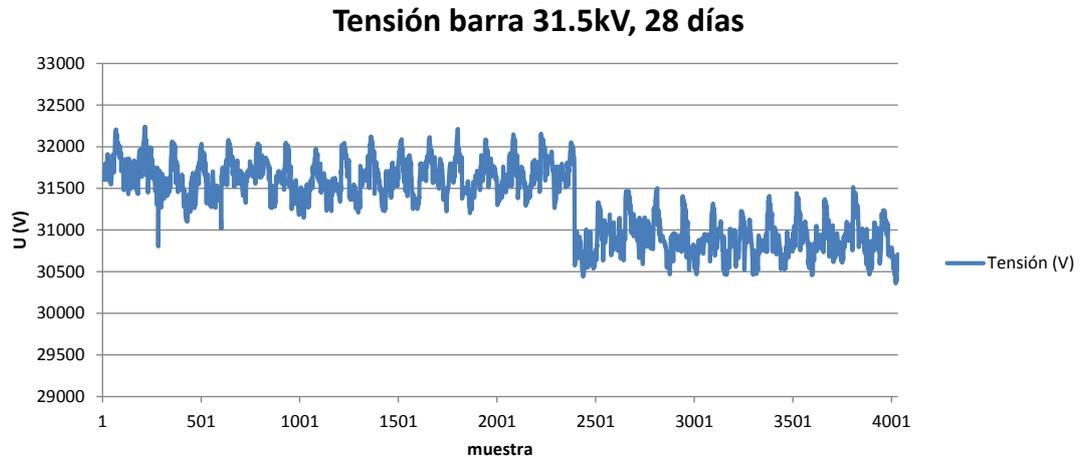


Figura 4.9: Registro de tensiones en barra 31.5kV de la red estudiada, 28 días.

Se observa que dentro del período observado la tensión oscila entre aproximadamente $+2,2\%$ y $-3,2\%$ de su valor nominal.

4.6. Cargas

Se describirán a continuación la características de las cargas existentes dentro de la red estudiada.

4.6.1. Carga en DIS_A

Esta estación alimenta cargas urbanas, tal como se indicó anteriormente. Resulta necesario para los estudios que se presentarán en el Capítulo 7 tener representados escenarios de carga típicos (máxima, media, mínima) para esta estación. Como información de partida se accedió a datos de UTE con registros horarios de potencia activa y reactiva de esta estación, correspondientes al año 2014. En este caso corresponde únicamente a los consumos en la barra de 6kV (DIS_A.6).

Tomando como referencia el método presentado en [29] se ordenaron los valores medios horarios de P de todo el año (8760 muestras) de forma decreciente, formando una curva monótona. Una vez ordenadas de esta forma las muestras, se calculan valores medios representativos de los escenarios de demandas máxima, media y mínima, asumiendo que los mismos se presentan en promedio durante 4, 13 y 7hs diarias, respectivamente. De este modo se obtiene el gráfico representado en la fig. 4.10.

Capítulo 4. Caso de estudio

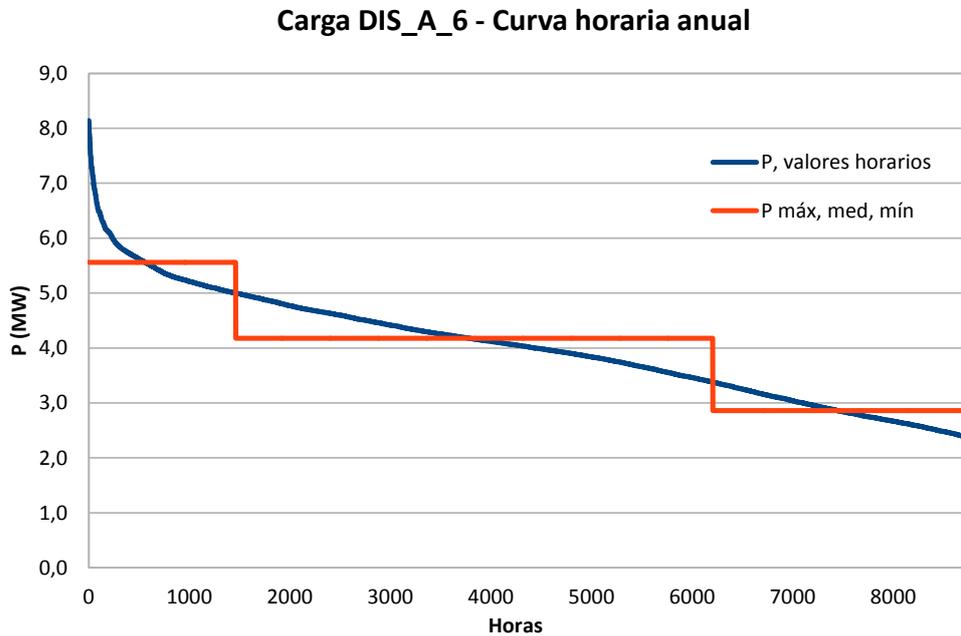


Figura 4.10: Curva monótona de P y escenarios de demanda, DIS_A, 2014.

Por otra parte se realizó un análisis de los valores de factor de potencia en la estación mediante un histograma, a los efectos de evaluar la frecuencia de los distintos valores:

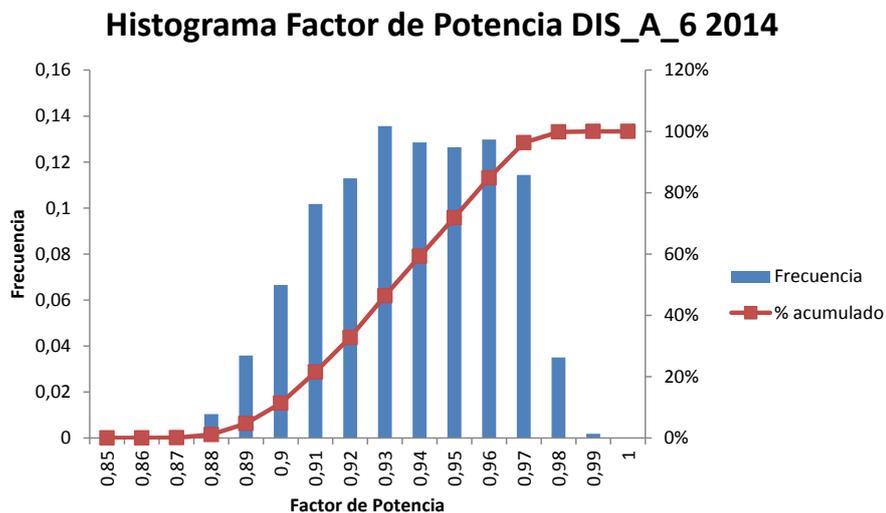


Figura 4.11: Histograma Factor de Potencia, DIS_A, 2014.

Se observa que el factor de potencia tiene cierta dispersión, alrededor de un valor más probable de aproximadamente 0,93. Se estudió también el comportamiento del factor de potencia a lo largo del día, para detectar si existe alguna correlación

4.6. Cargas

con P por ejemplo. En caso de ser así no tendría sentido fijar un único factor de potencia para todos los escenarios de demanda. Los análisis sobre lo anterior no arrojaron resultados concluyentes por lo que se entiende que las variaciones de demanda no afectan significativamente el factor de potencia y por tanto se tomó 0,93 como valor típico para esta estación.

En función de lo anterior, los valores utilizados para las simulaciones son los siguientes:

Escenario Demanda	P(MW)	Q(MVAR)	$\cos(\varphi)$
Máxima	5.6	2.2	0.93
Media	4.2	1.7	0.93
Mínima	2.9	1.1	0.93

Tabla 4.1: Carga barra DIS_A.6.

4.6.2. Carga en DIS_B

En el caso de DIS_B se tienen dos barras con carga, una de 6kV y otra de 15kV. Se analizan separado cada una de ellas. Siguiendo un procedimiento análogo al caso anterior (se presentan los detalles del mismo en Apéndice B.0.5), se obtienen los siguientes valores para cada barra:

Escenario Demanda	P(MW)	Q(MVAR)	$\cos(\varphi)$
Máxima	1.1	0.2	0.99
Media	0.8	0.1	0.99
Mínima	0.6	0.1	0.99

Tabla 4.2: Carga barra DIS_B.6.

Escenario Demanda	P(MW)	Q(MVAR)	$\cos(\varphi)$
Máxima	1.4	0	1
Media	1.0	0	1
Mínima	0.7	0	1

Tabla 4.3: Carga barra DIS_B.15.

4.6.3. Carga en DIS_C

Para esta estación no se dispuso de valores horarios de P y Q, dado que no forma parte de la alimentación normal del radial del generador GEN_A, de todas formas se obtuvieron valores de referencia de consumo, los cuales se escalaron tomando como referencia la estación DIS_A, de similares características:

Capítulo 4. Caso de estudio

Escenario Demanda	P(MW)	Q(MVAR)	$\cos(\varphi)$
Máxima	2.8	1.1	0.93
Media	2.1	0.8	0.93
Mínima	1.5	0.6	0.93

Tabla 4.4: Carga barra DIS_C.6.

4.6.4. Carga en DIS_D

Se procede del mismo modo que para el caso anterior, ahora tomando como referencia DIS_B.15, por encontrarse ambas estaciones en zonas suburbanas similares.

Escenario Demanda	P(MW)	Q(MVAR)	$\cos(\varphi)$
Máxima	3.2	0	1
Media	2.3	0	1
Mínima	1.6	0	1

Tabla 4.5: Carga barra DIS_D.15.

4.6.5. Carga CLI_01

Se pudo acceder a un registro de potencia correspondiente a este cliente industrial. Se contó con datos de 19 días, con frecuencia de 10 minutos.

En la fig. 4.12 se observa el registro de potencia activa del período completo.

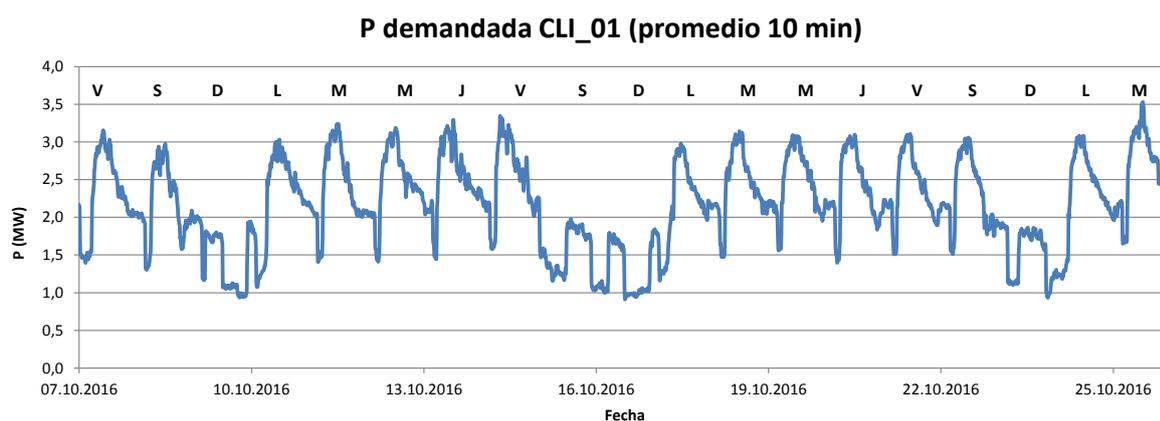


Figura 4.12: Curva temporal de potencia activa consumida, CLI.01.

Se observa un patrón de consumo claramente establecido en la semana (se muestran en la figura los días como referencia), con un comportamiento en general similar para los días lunes a sábado y una pausa el domingo.

4.6. Cargas

Resulta interesante observar con mayor detenimiento la curva de carga de un día de semana:

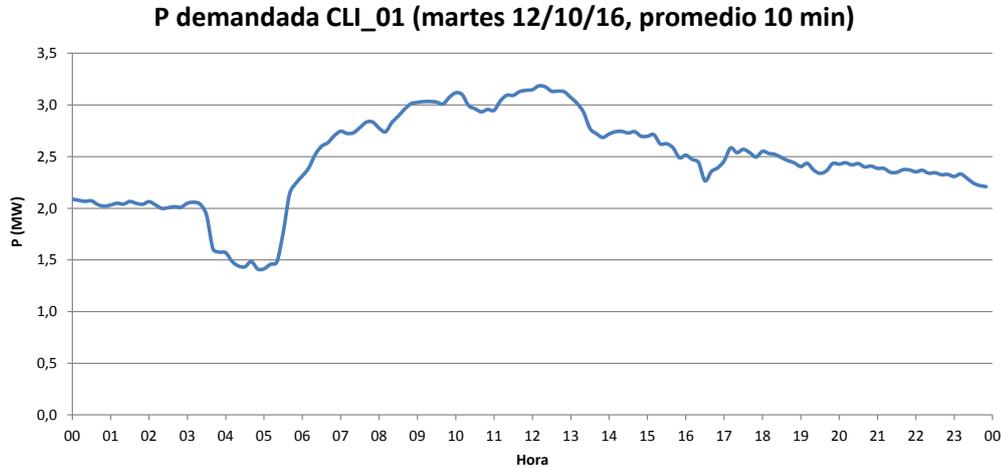


Figura 4.13: Curva potencia activa consumida, día de semana, CLI.01.

Se observa que la instalación industrial tiene un mínimo consumo durante unas dos horas en la madrugada, cuando la potencia se reduce a aproximadamente 1.5MW y un período de máxima entre la mañana y el mediodía, con aproximadamente 3MW.

Cabe señalar que en relación a las estaciones de distribución que están alimentadas en el mismo radial, la carga CLI.01 tiene un peso relativo importante (3MW contra unos 6.7MW de DIS_A.6 y DIS_B.6). Por esta razón se entiende que es importante conocer con detalle el funcionamiento de esta carga.

En lo que respecta al factor de potencia, en la fig. 4.14 se muestra el andamiento del mismo a lo largo del período registrado. Se observa que no se aparta demasiado de un valor medio de aproximadamente 0.98, reduciéndose en los períodos de mayor consumo, presumiblemente por el uso de grandes motores.

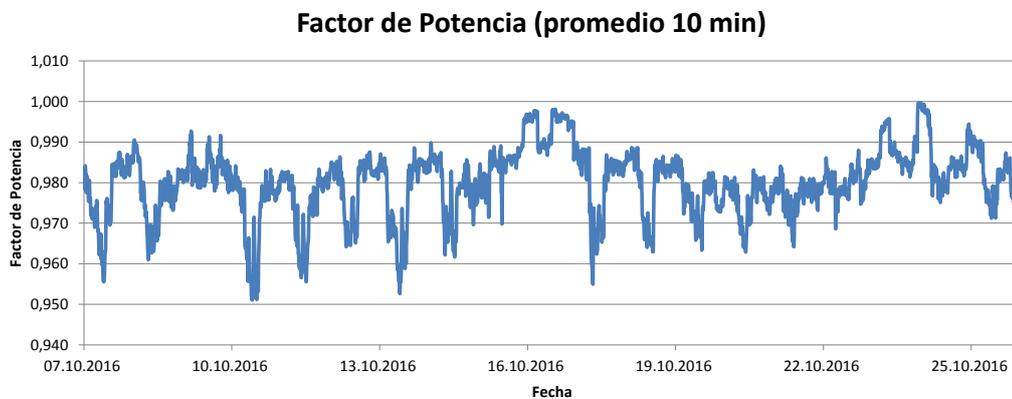


Figura 4.14: Factor de potencia, CLI.01.

Capítulo 4. Caso de estudio

Finalmente, ya que a los efectos del estudio que se presenta en el capítulo 6 se requiere modelar el efecto combinado de todas las cargas en el radial de GEN_A, y que no se contaba para esta carga con mayor registro de datos que estos 19 días de mediciones, se extrajo una semana de datos la cual se toma como semana "típica", la cual se muestra en la fig. 4.15. Dado que para las otras cargas del radial se tienen datos horarios, se promediaron en esta base de tiempo los datos diezminutales originales.

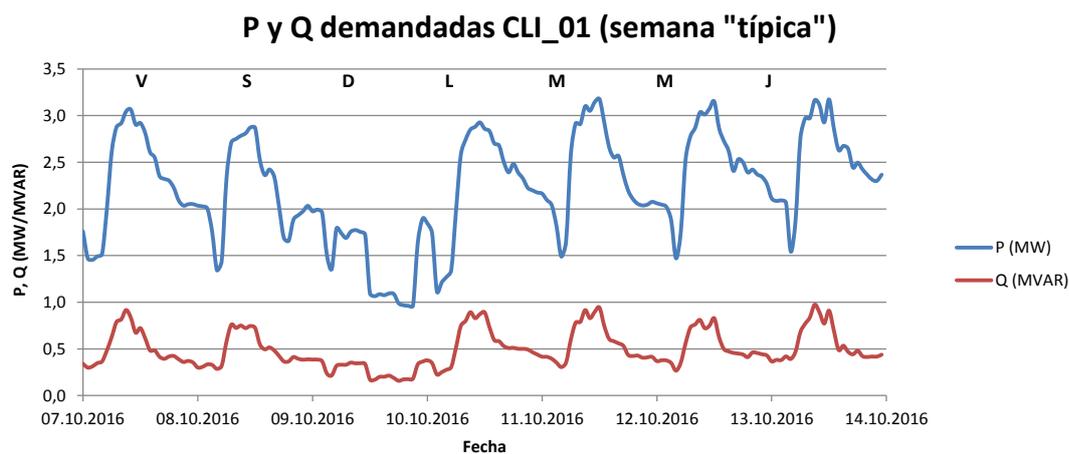


Figura 4.15: Curva semanal típica, CLI.01.

Esta semana se utiliza como referencia del consumo de la planta a lo largo de todo el año, más allá de que pueda resultar una hipótesis poco exacta dado que no considera estacionalidad en el consumo, paradas de mantenimiento, etc, fue la decisión de compromiso que se debió tomar considerando la información disponible.

4.7. Sistema de Protecciones

Es parte fundamental de este trabajo el análisis del sistema de protecciones (SdP) de la red bajo estudio. En virtud de ello en esta sección se hará una descripción del SdP existente en esta red.

Como se indicó en la sección 4.1 los generadores A y B operan en régimen normal en punta de dos radiales desde la estación TRA_01. A continuación se describirá el SdP correspondiente a estos radiales (y para el caso de GEN_A, también su alimentación alternativa).

4.7.1. Generador A - régimen normal (radial "DIS_A")

El Generador A en régimen normal se alimenta en punta del radial que recorre las estaciones DIS_A, DIS_B, CLL01 y finalmente GEN_A. En la figura 4.16 se observa un esquema unifilar de esta salida y su respectivo SdP.

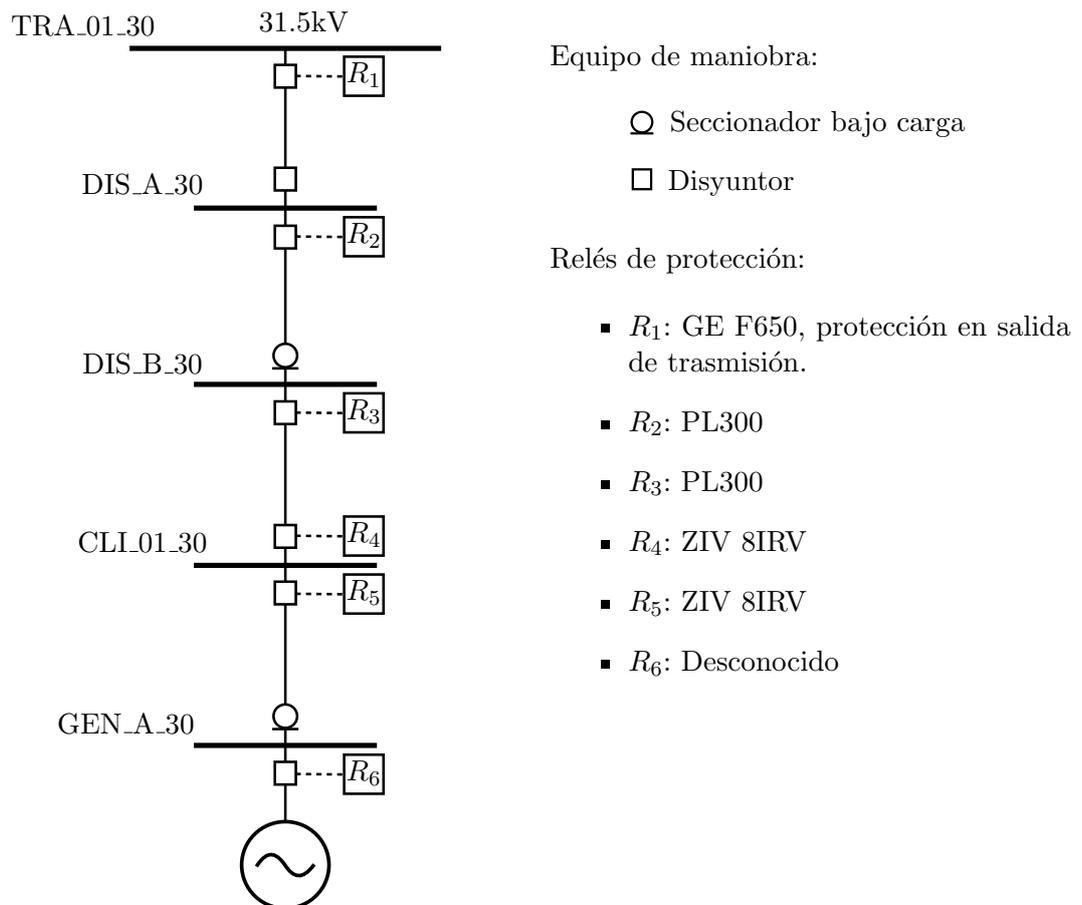


Figura 4.16: Esquema de protecciones de radial hacia Generador A, régimen normal.

Capítulo 4. Caso de estudio

Relé de cabecera (TRA_01, R_1)

Tal como se comentó en 2.3, la protección de cabecera de un alimentador de este tipo tiene como cometido principal actuar ante faltas dentro del circuito protegido y coordinando con las protecciones aguas abajo en la medida de lo posible, para asegurar selectividad ante una falta y aislando la menor parte posible del circuito. En este caso se implementa mediante funciones de sobrecorriente (preferentemente direccionales), y dado que se trata de un alimentador con GD, se agregan funciones que pueden ser utilizadas detectar la condición de isla como 27/59, 81U/O y 81R.

Además de las funciones de protección propiamente dichas, este relé envía una transferencia de disparo al disyuntor de GEN_A en cualquiera de estas tres situaciones:

- Si se recibe una transferencia de disparo desde el SdP de 150kV TRA_00 - TRA_01_30, disparando el radial DIS_A (y GEN_A).
- En caso de que dispare el SdP del transformador que esté en servicio en TRA_01 (T1 o T2A+T2B).
- Cuando algunas de la funciones implementadas en el radial DIS_A genera un disparo (relé R_1).

También se tiene habilitado el recierre, solamente para la condición barra viva-línea muerta. A pesar de que se tienen tramos del radial en cable, donde una operación de recierre puede agravar una falla inicial, se habilita tanto en la cabecera como en las estaciones de distribución aguas abajo, en base al criterio de habilitar recierre en alimentadores con hasta un máximo de 20 % de cable. En tramos con porcentajes mayores de cable se entiende que la relación costo beneficio no es positiva y por tanto no se utiliza.

Se describe a continuación la forma que están implementadas estas protecciones, y sus respectivos ajustes:

El relé cuenta con 3 grupos de ajustes, que se seleccionan mediante una lógica basada en entradas digitales, según las condiciones actuales de los GD que aportan a TRA_01:

- Grupo 1: Si Generador A está generando en este radial.
- Grupo 2: Si hay un generador aportando a la barra TRA_01_30 a través de otro radial (por ej. Generador B).
- Grupo 3: Si no hay GD en servicio.

La existencia de tres grupos de ajustes está teóricamente justificada en la medida que si hay generación en el radial (grupo 1) las corrientes de falta vistas desde la cabecera serán diferentes que si el alimentador no tiene GD operando (grupo 3). Finalmente, el grupo 2 de ajustes se justifica porque si bien puede no haber

4.7. Sistema de Protecciones

generación propia en el radial, los aportes de otros GD operando en alguna otra salida de la estación modificarán los valores de corrientes de falta respecto al caso sin GD en ningún radial.

A continuación se analizan las funciones de protección que integran cada grupo.

Funciones Grupo 1:

- Sobrecorriente:

Si se cuenta con medida de tensión las funciones de sobrecorriente son direccionales, bloquéandose la función no direccional si la direccional está activa.

A continuación se muestran las curvas tanto para fase como para tierra.

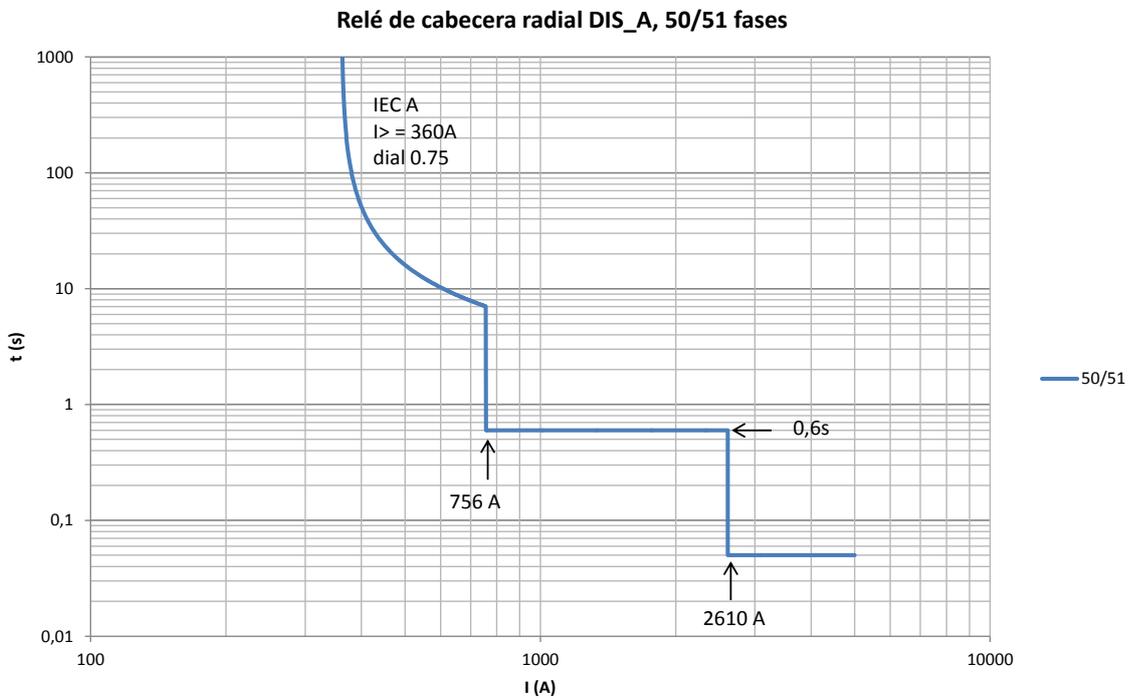


Figura 4.17: Curvas 50/51 fases, relé R_1 .

El primer escalón de tiempo definido deja suficiente margen de coordinación con la curva de tiempo inverso correspondiente al lado 150kV del transformador de potencia (no representada).

Capítulo 4. Caso de estudio

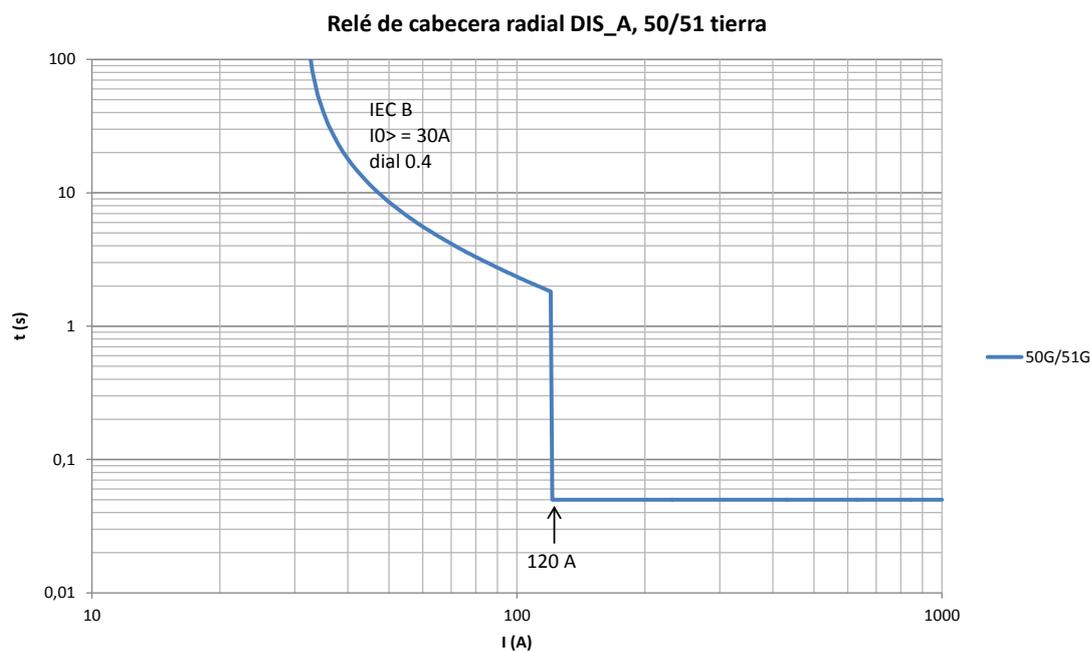


Figura 4.18: Curvas 50/51 tierra, relé R_1 .

Las funciones de sobrecorriente anteriores utilizan unidades direccionales con los siguientes ángulos característicos:

Función	MTA ($^{\circ}$)
Fase	45
Tierra	0

Tabla 4.6: Ajustes unidades direccionales.

Se implementan también funciones 50/51, 50SG/51SG¹ no direccionales, con los mismos ajustes que las anteriores salvo que las instantáneas no tienen el retardo adicional de 50ms.

- Funciones de tensión y frecuencia:

¹Se utilizan funciones *SG -Sensitive Ground-* las cuales están pensadas para cablearse desde un TI toroidal (que mide corriente residual). Pero dado que no se dispone más que de un TI por fase, estas funciones toman la misma corriente que la entrada *Ground*, o sea la suma cableada de las tres fases.

4.7. Sistema de Protecciones

Función	Ajuste	Unidad	Tiempo(s)
27P	0.88	pu	2.000
59N	21.520	kV	3.500
81U	49.8	Hz	0.300
81O	50.5	Hz	0.160
81R	5	Hz/s	0.200

Tabla 4.7: Ajustes funciones frecuencia y tensión Grupo 1.

- Anti-isla:

En base a los principios actualmente en uso en la red de distribución de UTE, no se permite la operación en isla del GD. En ese sentido está implementada una función anti-isla con la siguiente lógica:

$$(U <) \text{ AND } [(f >) \text{ OR } (f <) \text{ OR } (df/dt)]$$

Se observa que para configurarse la detección de isla se combina la presencia de una subtensión junto con una deriva en la frecuencia.

Funciones Grupos 2 y 3:

Se ajustan solamente las funciones de sobrecorriente no direccionales (51/50, 51G/50G), con los mismos ajustes que para el Grupo 1.

Relés en DIS_A y DIS_B (R_2 y R_3)

Las estaciones DIS_A y DIS_B tienen protecciones operativas en sentido hacia GEN_A únicamente, representadas en la figura 4.16 por los relés R_2 y R_3 . Notar que las celdas de acometida aguas arriba (en sentido hacia TRA_01) no cuentan con relé de protección, simplemente se cuenta con telecomando del interruptor a los efectos de maniobra.

Era intención del autor obtener los ajustes de los relés R_2 y R_3 , a los efectos de evaluar la coordinación del SdP del radial en su conjunto. Sin embargo, no fue posible conseguir estos datos por lo que se planteará a continuación un escenario posible en cuanto a los tipos de funciones y ajustes utilizados, basado en la práctica habitual de UTE Distribución en lo referente a protecciones.

Los relés R_2 y R_3 son en ambos casos TEAM ARTECHE PL300, relés de tipo numérico, no direccional en el caso de R_2 y R_3 direccional. Por lo tanto es razonable suponer que se tienen ajustadas funciones de sobrecorriente, las cuales dada la corta distancia entre una estación y otra no pueden coordinar por corriente. Tampoco pueden coordinar por tiempo dado el nulo margen de coordinación que deja el relé de la salida de transmisión (R_1). Esto se basa en que, tal como se verá en detalle en la sección 7.2 las corrientes de cortocircuito típicas en el radial son superiores al ajuste instantáneo de R_1 (2610A) y este relé actúa prácticamente sin retardo adicional (máximo 50ms).

Capítulo 4. Caso de estudio

En función de lo anterior, se observa que más allá del ajuste realmente implementado en R_2 y R_3 , su actuación competirá directamente con R_1 , al menos en lo que respecta a faltas en la línea de 31.5kV.

Dependiendo del ajuste implementado en estos relés, puede ser que cumplan o no la función de protección en sentido aguas arriba ante el aporte de GEN_A, que como también se verá en 7.2, tiene valores sensiblemente menores a la corriente de falta aportada desde TRA_01.

Relés en CLI_01 (R_4 y R_5)

No se tienen datos acerca de los ajustes de esos relés, pero valen las mismas consideraciones que para R_2 y R_3 . Se tiene la ventaja adicional de que estos relés ZIV 8IRV son direccionales.

Además de estos dos relés ubicados en las celdas de entrada y salida del PCM, se tiene un relé de salida al cliente. Normalmente estos relés se ajustan con curvas de tiempo inverso con un valor de arranque definido en función de la potencia contratada por el cliente y con dial y tipo de curvas elegidos de forma de coordinar de la mejor forma posible con las protecciones aguas arriba.

Por su parte el cliente deberá tener sus protecciones en el puesto de conexión propio (lo cual no siempre sucede), las cuales deberían coordinar con las del PCM a los efectos de proteger su propia instalación despejando el aporte de la red para faltas internas.

En el caso de CLI.01 se obtuvieron los ajustes del relé de salida a cliente del PCM de UTE, los cuales se muestran en las figs. 4.19 y 4.20.

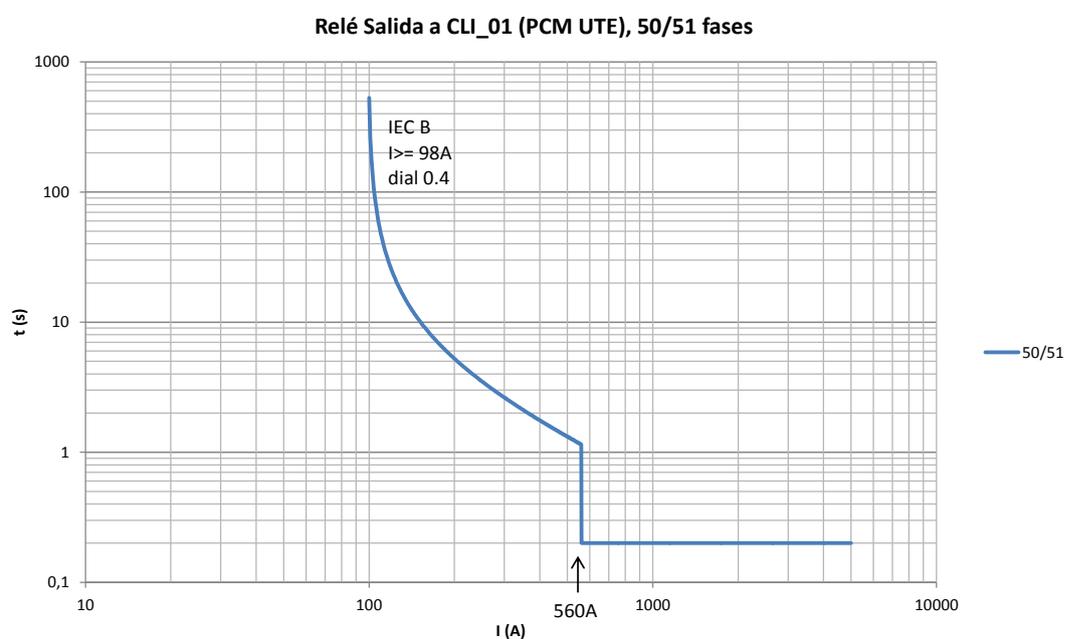


Figura 4.19: Curvas 50/51 fases, relé salida a cliente, PCM CLI.01.

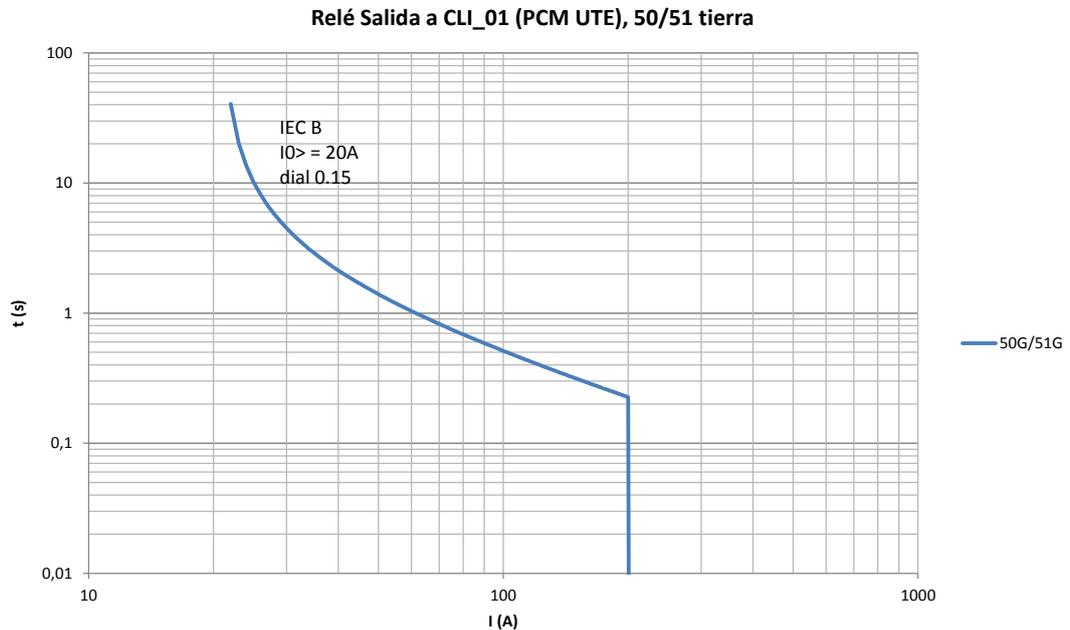


Figura 4.20: Curvas 50/51 tierra, relé salida a cliente, PCM CLI_01.

Relé de GEN_A (R_6) y protecciones internas de GEN_A

Este caso corresponde al relé de la celda de salida a GEN_A en su respectivo PCM. No se cuenta con el modelo de este relé, pero debe implementar las funciones usuales para una protección de celda de salida a generador (funciones de sobrecorriente direccional, sub y sobre tensión y frecuencia, como mínimo). Dado que tampoco se tuvo acceso a los ajustes reales del mismo, se toma como referencia valores escalados de otro PCM de un GD conectado también a la red de 31.5kV de UTE. En ese caso se ajustó el relé con una función 67 en dirección hacia el generador (ajuste como cliente) con un valor de arranque bajo (que contempla esencialmente la potencia respaldada) y el ajuste en dirección a la red (como generador) el cual depende de la potencia autorizada al GD. Ambos casos se basan en curvas de tiempo inverso, sin instantáneo habilitado.

En cuanto a la protección de tierra se ajustó una función direccional en sentido hacia el generador. Sin embargo estrictamente esta función podría ser no direccional ya que el GD tiene transformador con lado 31.5kV en triángulo. El ajuste se realiza con una curva de tiempo inverso.

Haciendo uso de este ejemplo, se proponen ajustes para GEN_A, adaptando en el caso de la protección de fases los valores a la potencia del generador.

Por otra parte, sí se tuvo acceso a la protección interna del generador en la celda de conexión al PCM de UTE. En este caso se utiliza también una curva de tiempo inverso para la protección de fases. Se desconoce el ajuste de tierra pero se asume que el mismo existe ya que el generador es reglamentariamente responsable de proteger sus instalaciones internas ante defectos en la red de distribución (ver 2.4.2).

Capítulo 4. Caso de estudio

Las curvas de actuación de las protecciones de fases y tierra se muestran en las fig. 4.21 y 4.22.

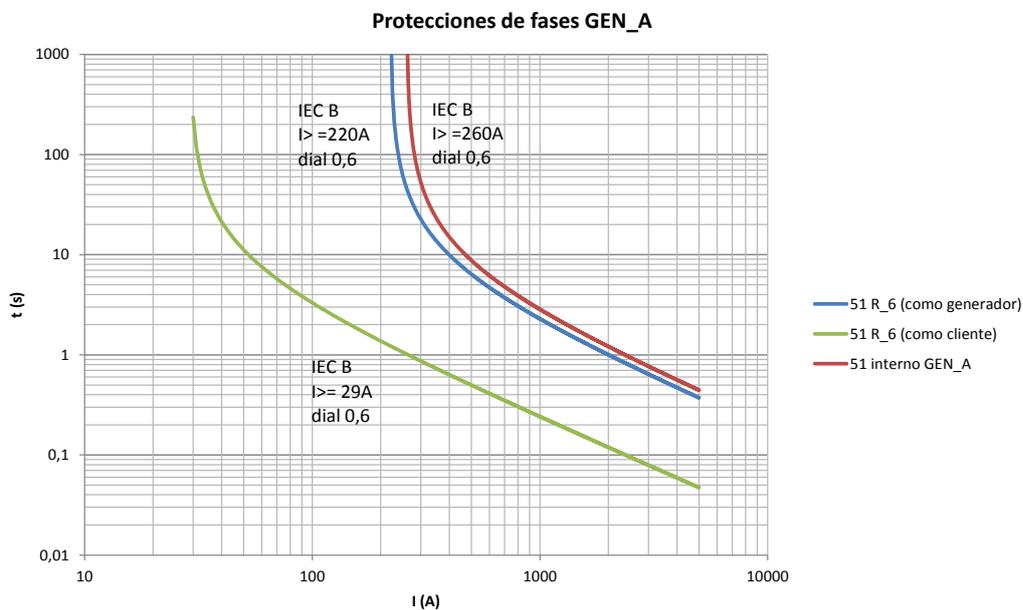


Figura 4.21: Función 51 fases, relés R_6 (PCM UTE) e interno.

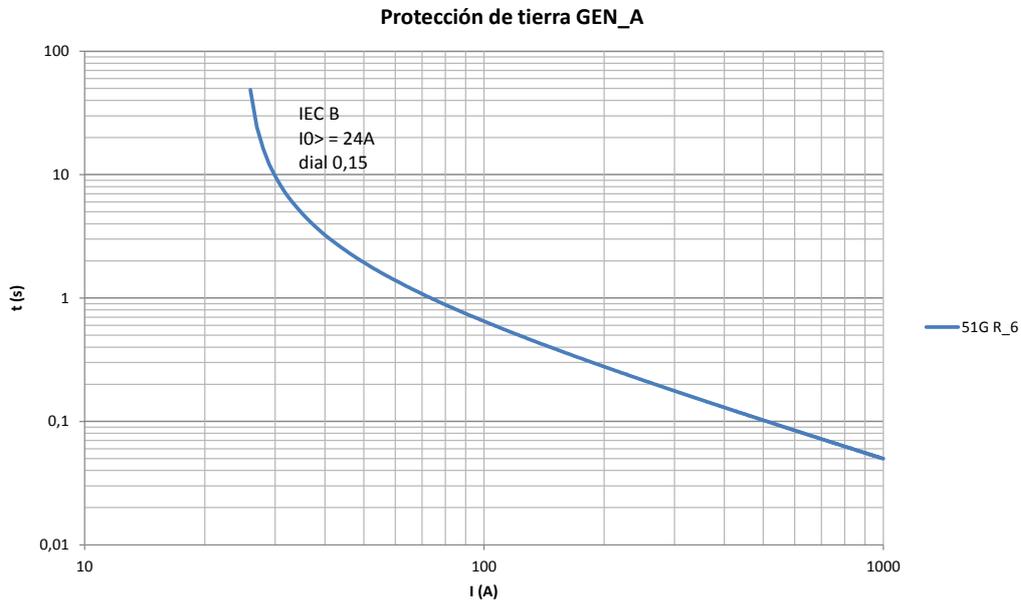


Figura 4.22: Función 51 tierra, relé R_6 (PCM UTE).

La relación tan amplia entre los valores de arranque de fases en ambos sentidos se debe a que el GD tiene potencia autorizada 10MW y potencia respaldada 1.2MW. Ante una falta en la red de distribución, se cumple que la curva del relé R_6 es más rápida que la protección del GD (se protege en sentido hacia la red),

4.7. Sistema de Protecciones

cumpliendo la coordinación requerida reglamentariamente (ver 2.4.2). Como se mostrará en la sección 7.2 el aporte inicial de GEN_A para una falta en la barra de 31.5kV es de aproximadamente 800A por lo que el tiempo de actuación de estas protecciones (mayor a 4s) hace que ante una falta seguramente actúen otras protecciones internas sacando de servicio al generador mucho más rápidamente, quedando la sobrecorriente como respaldo.

En el sentido de lo anterior, se muestran a continuación los ajustes internos del generador para frecuencia y tensión:

Función	Ajuste	Unidad	Tiempo(s)
27	no habilitado	-	-
59	1.12	pu	1
	1.20	pu	0.16
81U	no habilitado	-	-
81O	50.4	Hz	0.2
81R	-1	Hz/s	0
	-0.3	Hz/s	0.1
	0.3	Hz/s	0.1
	1	Hz/s	0
<i>Vector Jump</i>	5	°	0.06

Tabla 4.8: Ajustes funciones frecuencia y tensión internos, GEN_A ²

Se observa que el ajuste de sobrefrecuencia anterior no cumple lo solicitado en el Convenio de Conexión de GD conectados en MT [27]. Allí se establece la siguiente restricción mínima para las protecciones de sub/sobrefrecuencia:

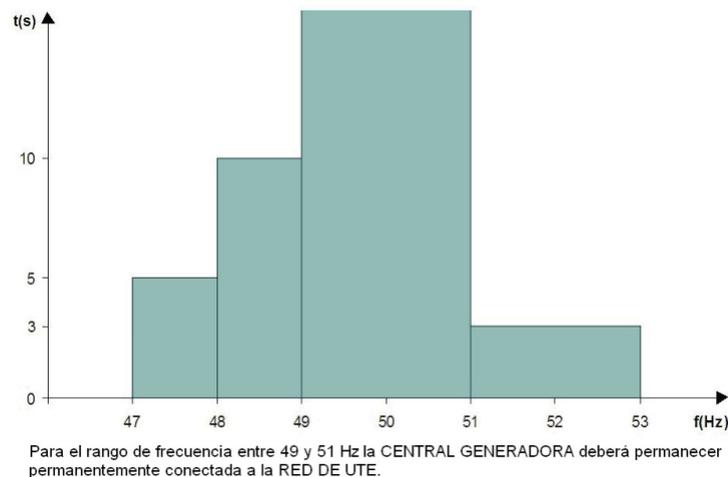


Figura 4.23: Límites mínimos de operación en frecuencia para GD. Fuente [27].

²Tanto las funciones 81R como *Vector Jump* se bloquean para tensiones menores a 0.8pu y mayores a 1.1 pu.

Capítulo 4. Caso de estudio

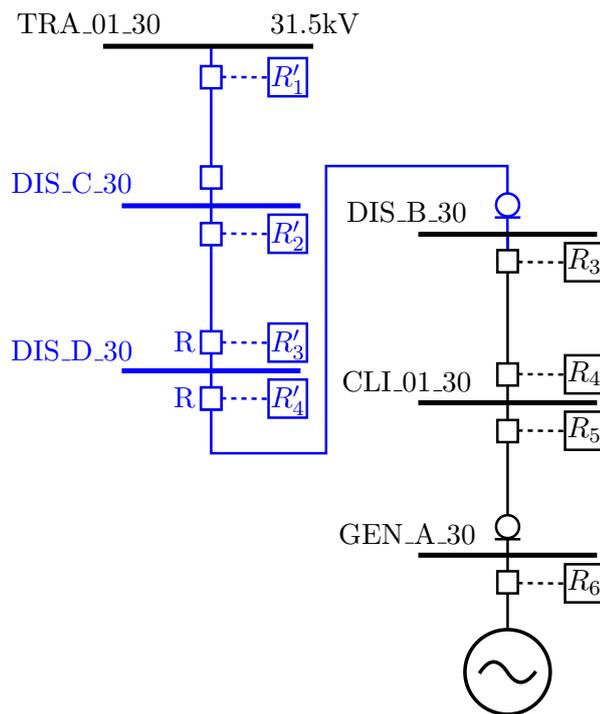
Se desconoce la razón de este ajuste. En base a lo observado para otros casos de GD similares conectados a la red de subtransmisión se utilizan ajustes de frecuencia que están igual o por encima de los límites mostrados en la fig. 4.23.

Resumen - SdP radial DIS_A régimen normal

En resumen, se tiene un radial protegido esencialmente por el relé de cabecera, en la salida de la estación reductora. Este relé protege tanto para faltas de fase y tierra y cuenta con unidades direccionales prácticamente instantáneas, además de curvas de tiempo inverso. Esto hace que algunas de las protecciones aguas abajo tengan nulas posibilidades de coordinación con el relé de cabecera, como se demostrará a partir de los valores de corriente de falta, en la sección 7.2.

4.7.2. Generador A - régimen de contingencia (radial "DIS_C")

GEN_A en régimen de contingencia se alimenta en punta del radial que recorre las estaciones DIS_C, DIS_D, DIS_B, CLI.01 y finalmente GEN_A. En la figura 4.24 se observa esquemáticamente esta configuración de la red y su respectivo SdP.



Equipo de maniobra:

○ Seccionador bajo carga

□ Disyuntor

R□ Reconectador

Relés de protección:

- R'_1 : GE F650, protección en salida de transmisión.
- R'_2 : PL300
- R'_3 : F6-P2B (solo maniobra)
- R'_4 : F6-P2B
- R_3 : PL300
- R_4 : ZIV 8IRV
- R_5 : ZIV 8IRV
- R_6 : Desconocido

Figura 4.24: Esquema de protecciones de radial hacia Generador A, régimen de contingencia.

Se muestra en color azul el tramo que varía respecto de la alimentación normal.

El circuito coincide en parte con el caso anterior, solamente se agrega el tramo que pasa por las estaciones DIS_C y DIS_D (el cual se muestra en color azul en la figura).

Relé de cabecera (TRA.01, R'_1)

La protección de esta salida de TRA_01 sigue los mismos principios que la correspondiente al radial DIS_A, solamente diferenciándose por los ajustes:

Capítulo 4. Caso de estudio

■ Sobrecorriente:

A continuación se muestran las curvas tanto para fase como para tierra.

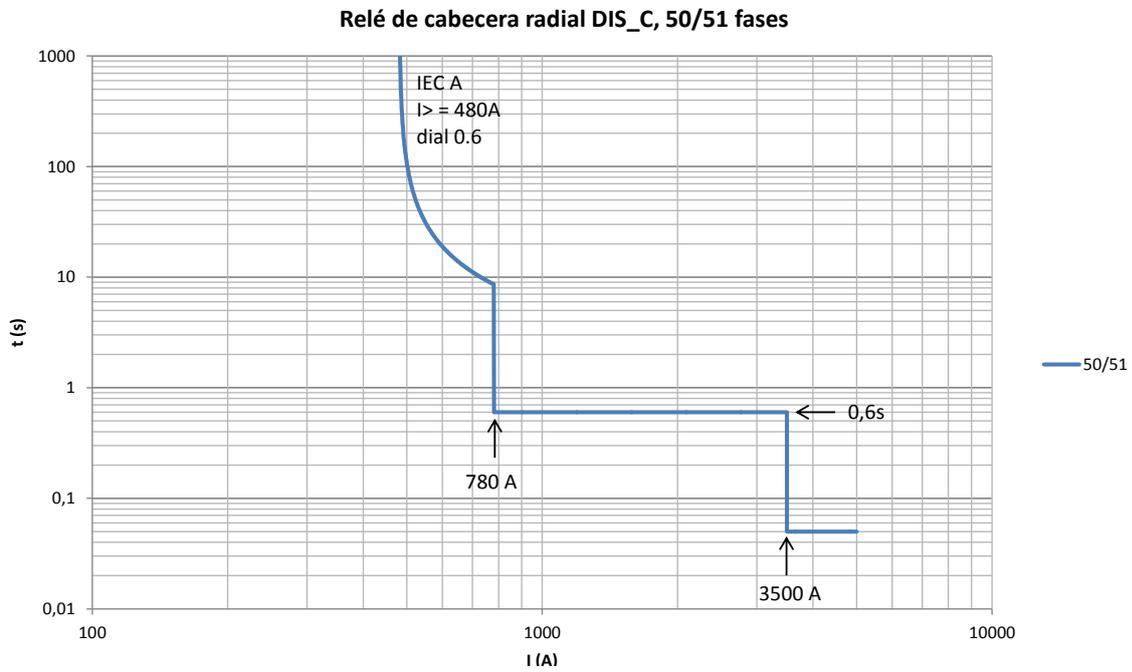


Figura 4.25: Curvas 50/51 fases, relé cabecera DIS_C.

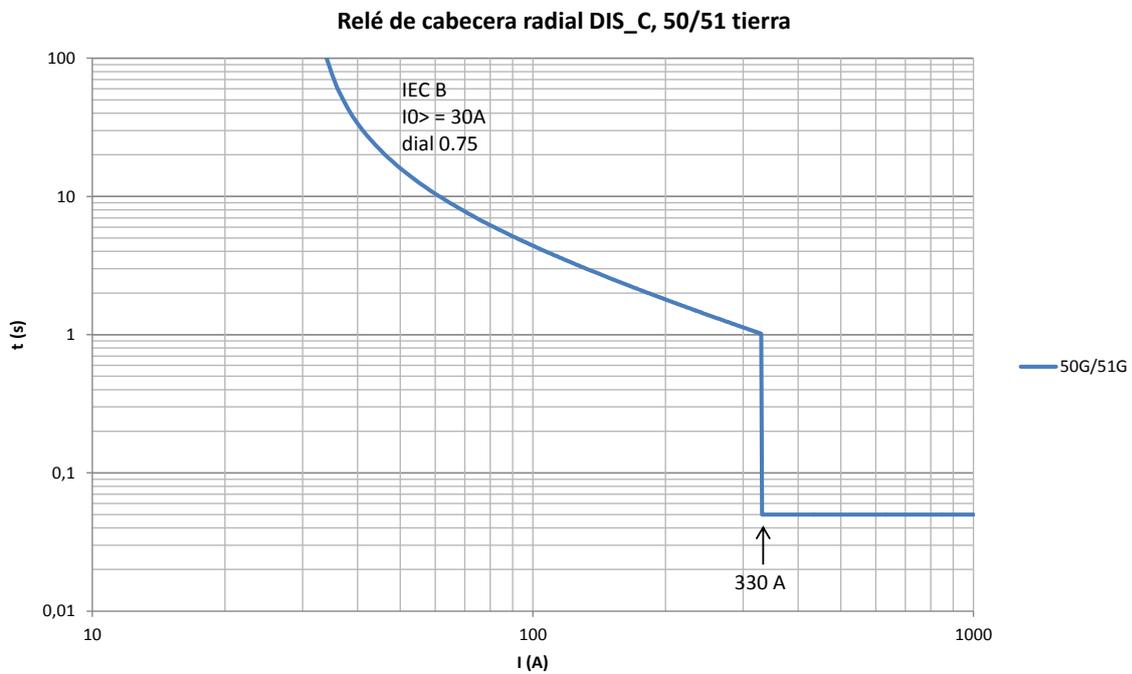


Figura 4.26: Curvas 50/51 tierra, relé cabecera DIS_C.

4.7. Sistema de Protecciones

Las funciones de sobrecorriente anteriores son direccionales, y utilizan unidades direccionales con los mismos ángulos característicos que para el radial DIS_A (45 y 0 grados para fase y tierra respectivamente).

- Funciones de tensión y frecuencia:
Mismos ajustes que para radial DIS_A.

Relés en DIS_C y DIS_D (R'_2 y R'_4)

Valen las mismas consideraciones realizadas para DIS_A y DIS_B anteriormente, en cuanto a los ajustes de estos relés.

Resumen - SdP radial DIS_C régimen de contingencia

En resumen, para este caso de alimentación alternativa de GEN_A no se tiene una diferencia sustancial en lo que refiere al SdP involucrado. La mayor variación se observa por el lado de que se agrega una estación más en el circuito (se tienen 4 estaciones intermedias en lugar de 3). De todas maneras la protección del radial completo está esencialmente determinada por el relé de cabecera.

4.7.3. Generador B - régimen normal de operación (radial "GEN_B")

Para el caso de este generador no se analizará el esquema de protecciones asociado a la alimentación de contingencia, dado que el estudio presentado en este trabajo se centrará sobre el generador GEN_A. Sin embargo resulta de interés el ajuste del alimentador normal de GEN_B a los efectos de los estudios que se presentan en la sección 7.2.

El Generador B en régimen normal se alimenta en punta del radial GEN_B desde TRA_01. En la figura 4.27 se observa esquemáticamente esta salida y su respectivo SdP.

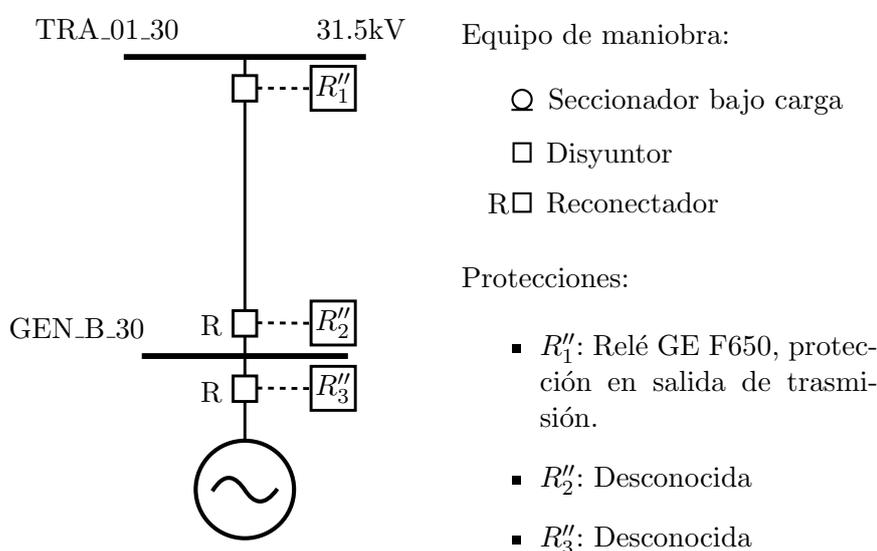


Figura 4.27: Esquema de protecciones de radial hacia Generador B, esquema normal.

Relé de cabecera (TRA_01, R''_1)

Las protecciones implementadas para este relé siguen criterios idénticos que las descritas para el relé de la salida DIS_A de TRA_01. Solamente se enumera a continuación los ajustes ya que los mismos varían respecto a ese caso:

- Sobrecorriente:

4.7. Sistema de Protecciones

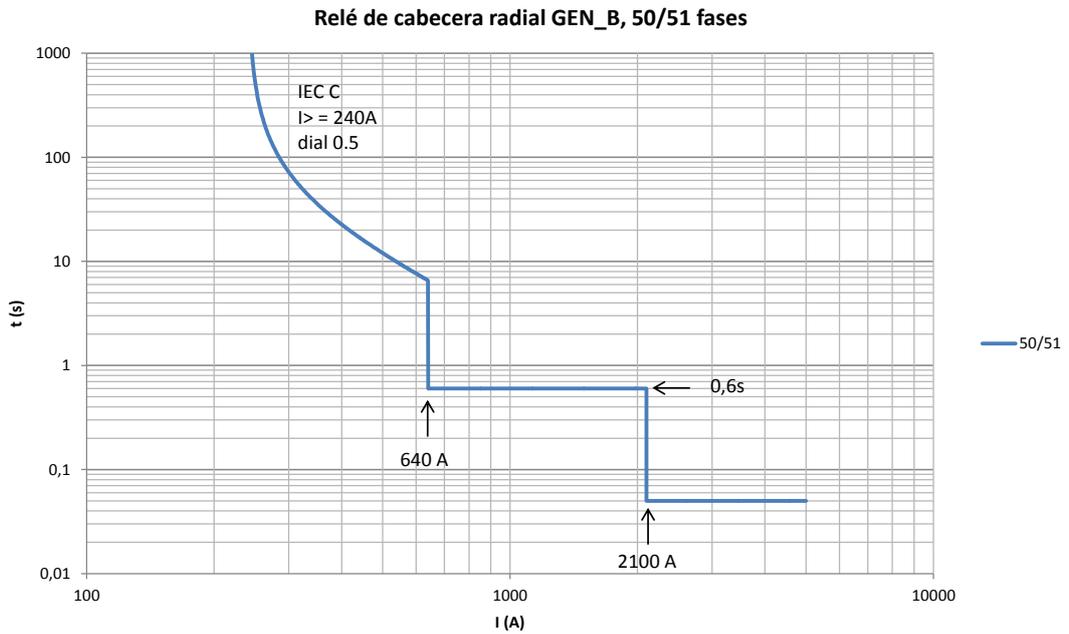


Figura 4.28: Curvas 50/51 fases, relé cabecera GEN_B.

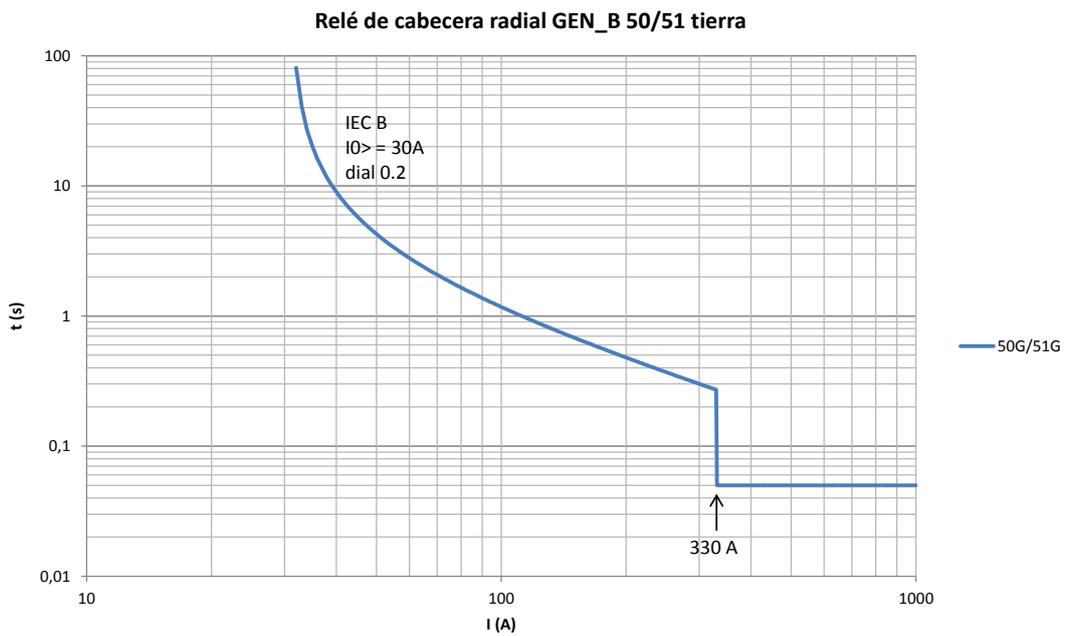


Figura 4.29: Curvas 50/51 tierra, relé cabecera GEN_B.

Las funciones de sobrecorriente de fases y tierra son direccionales, y utilizan unidades direccionales con los mismos ángulos característicos que para el radial DIS_A (45 y 0 grados para fase y tierra respectivamente).

- Funciones de tensión y frecuencia:
Mismos ajustes que para radial DIS_A.

4.7.4. Protección de transformadores en estaciones de distribución

Como se comentó en 2.5.4 en este trabajo se desarrollará entre otras, la aplicación de una coordinación de relés de sobrecorriente para el caso de estudio analizado, tomando como referencia lo presentado en [28]. Para ello es necesario revisar la coordinación entre los relés de sobrecorriente de la línea principal con las protecciones de las salidas en cada estación. En el caso planteado por [28] estas salidas eran laterales protegidos por fusibles. Para la red estudiada en este trabajo, se debe verificar la coordinación pero con las protecciones asociadas a las derivaciones en cada estación (según la estación que se trate, transformadores reductores a 15 o 6kV).

Entonces a continuación se describirán los ajustes normalizados de UTE [31] para los casos que se presentan en el radial DIS_A, se trata de transformadores 30/6kV de 5MVA. Adicionalmente se mostrará los ajustes de sobrecorriente de las salidas de 6kV.

El esquema normalizado para estas protecciones se muestra en la figura siguiente:

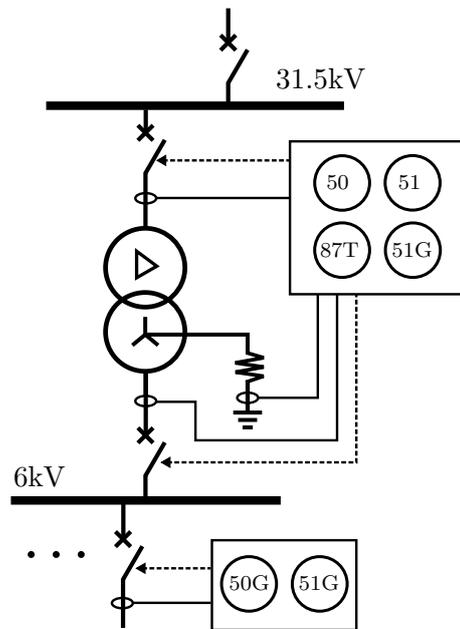


Figura 4.30: Esquema de protecciones transformadores 30/6kV y salidas 6kV.

Se observa en la figura 4.30 que la protección principal del transformador se realiza mediante un relé diferencial (87T). Además se tiene una protección de sobrecorriente de fase y tierra. La protección de sobrecorriente de fase mide en el primario y tiene una curva de tiempo inverso con arranque en 1.2 veces la corriente nominal del transformador. Una unidad de tiempo definido se ajusta a 100ms, como respaldo del diferencial para faltas internas. La protección de tierra que mide la corriente de neutro del transformador actúa como respaldo de las protecciones de tierra de las salidas de 6kV. Para preservar la selectividad no se le ajusta instantáneo.

4.7. Sistema de Protecciones

Las salidas de 6kV por su parte se ajustan también con tiempo inverso y tiempo definido 100ms para fases y tierra.

En las fig. 7.43 y 4.32 se muestran los ajustes normalizados.

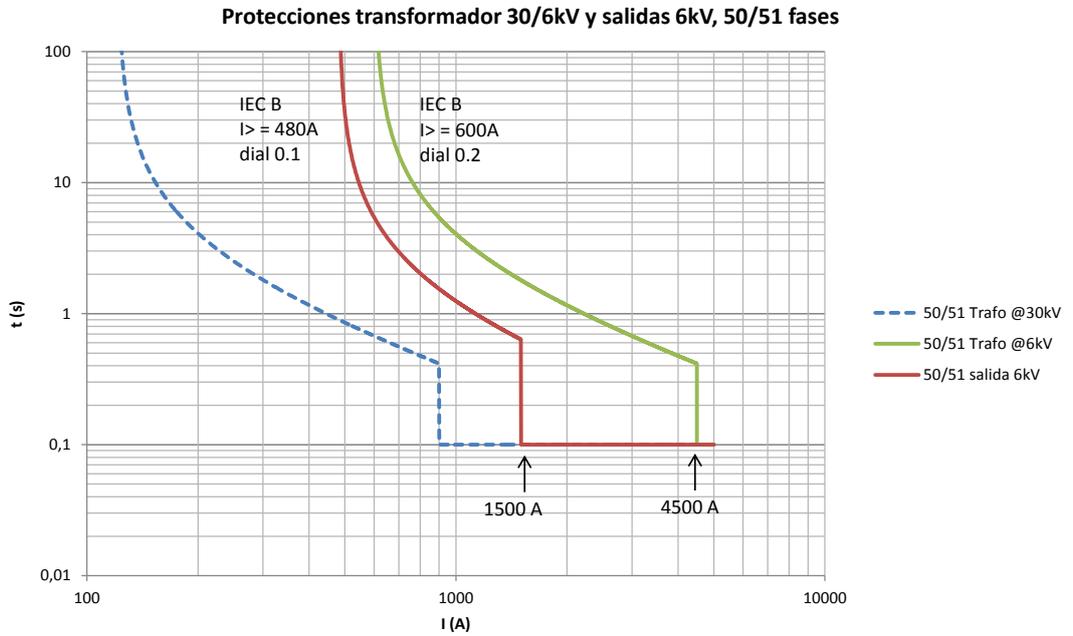


Figura 4.31: Curvas 50/51 fases, transformador 30/6kV y salidas 6kV.

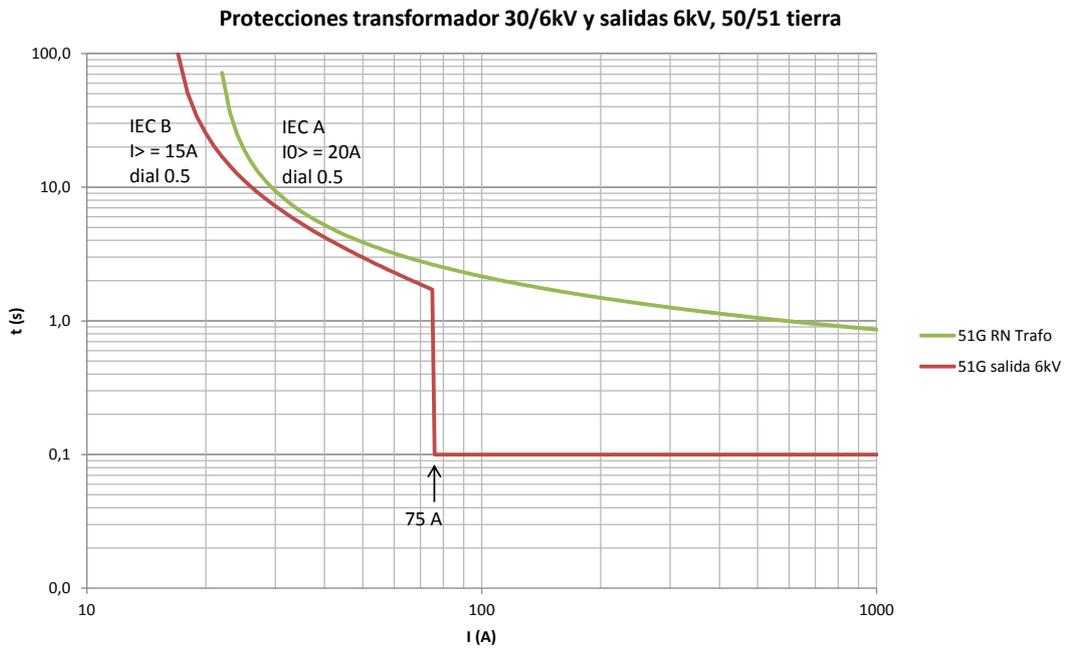


Figura 4.32: Curvas 50/51 tierra, transformador 30/6kV y salidas 6kV.

Capítulo 4. Caso de estudio

Se ha representado para mayor claridad la curva de fases para el transformador referida al lado 6kV a los efectos de ver la coordinación. Los niveles de CC en el lado 6kV no alcanzan el instantáneo de la protección del transformador por lo que no hay problemas de selectividad con el instantáneo de las salidas de 6kV.

4.8. Sistemas de telecomunicaciones

La red estudiada cuenta en la actualidad con enlaces de telecomunicaciones entre las distintas estaciones, utilizados para funciones de telecontrol y teleprotección, los cuales se muestran en la fig. 4.33.

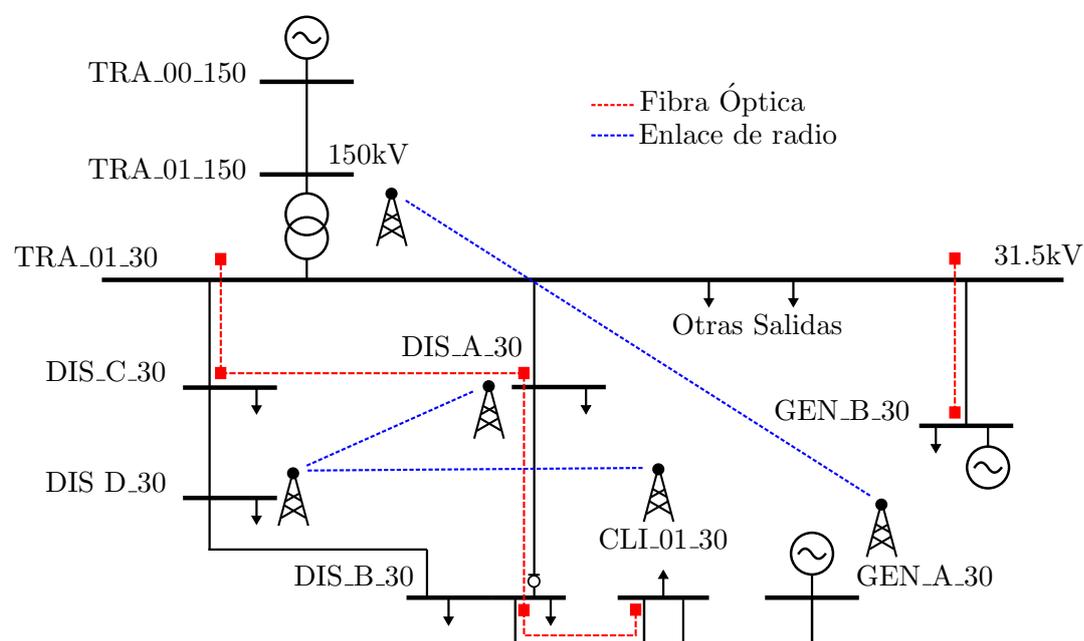


Figura 4.33: Esquema de telecomunicaciones existentes.

Como se observa en la figura anterior, se tienen interconectadas mediante fibra óptica varias estaciones, y también se tienen enlaces de radio con otros puntos. Actualmente las transferencias de disparo que se originan en los relés de cabecera de los radiales DIS_A, DIS_C y GEN_B son transferidos a los relés de los PCM de los respectivos generadores mediante equipos de teleprotección. Asimismo existen equipos de teleprotección en las estaciones DIS_A, DIS_B, DIS_C y DIS_D.

La existencia de estas instalaciones permite implementar esquemas de protección basados en comunicación, caso que se ejemplificará en la sección 7.2.4. Representa una ventaja sustantiva contar con esta red ya desarrollada y operativa, ya que en general la principal barrera para el uso de SdP con comunicación (como el diferencial de línea) es el elevado costo de estas redes.

Capítulo 5

Modelado

5.1. Red de 150kV

Para este trabajo se modeló parcialmente la red de 150kV. Si bien las simulaciones dinámicas requieren modelar la mayor extensión posible de la red y sus generadores, a los efectos del cálculo de cortocircuitos se trabajó con un equivalente reducido de la misma. Dado que la red de transmisión es radial en el punto donde se alimenta la red de 31,5kV objeto de análisis, se modeló la red de 150kV mediante un equivalente Thévenin y una línea aérea que conecta el nodo de dicho equivalente con la estación TRA.01.

En el Apéndice B.0.1 se detallan los parámetros utilizados en el modelado.

5.2. Líneas Aéreas y Cables de 31,5kV

Como se mostró en el capítulo 4 la red estudiada se compone de tramos urbanos, suburbanos y rurales de alimentadores de 31,5kV, los cuales se modelaron con datos brindados por parte de UTE Distribución. En el Apéndice B.0.2 se detallan los valores utilizados.

El modelado tanto de líneas como cables en PSS/E requiere las impedancias de secuencia de los distintos tramos. Los parámetros de secuencia positiva y cero se calculan a partir de la configuración geométrica de los conductores y las características del aterramiento.

5.2.1. Susceptancia

Analizando la información de partida disponible, se observaron carencias en lo referente al modelado a nivel subtransmisión de UTE de la capacidad paralelo (susceptancia).

Resulta interesante evaluar los valores de corriente de secuencia cero aportado por radiales sanos en caso de faltas FT, a los efectos de poder contrastar estos

Capítulo 5. Modelado

valores con los ajustes de sobrecorriente de tierra ¹.

El sistema bajo estudio tiene un aporte de corriente de secuencia cero dominado ampliamente por el aterramiento de 50Ω de la estación TRA_01. Sin embargo, no se contaba con valores de susceptancia y no resultó directo relacionar los valores de secuencia positiva B_1 (estos sí sencillos de calcular para líneas aéreas o cables) con los valores de secuencia cero B_0 , necesarios para modelar faltas desequilibradas. Por esta razón, y ante la falta de relaciones típicas entre B_0 y B_1 se analizó en la bibliografía cómo se desarrollan estos cálculos [23], y se corrieron simulaciones mediante una aplicación de cálculo de modelo de líneas aéreas, basada en la formulación tradicional del tema (método de las imágenes [14]).

Los valores obtenidos para una línea aérea con una configuración típica de $31,5kV$ de UTE fueron: $B_1 = 3,3\mu S/km$, $B_0 = 1,7\mu S/km$, $B_0/B_1 = 0,51$. Estos valores de susceptancia son pequeños en comparación a los de cable (30 a 40 veces mayores según la bibliografía). De todas formas hay que analizar su impacto tomando en consideración las longitudes de líneas involucradas. Para los radiales más extensos de la red de MT bajo estudio (aproximadamente $60km$), $B_0 \approx 100\mu S$. Esto implica que ante una falta FT en la barra TRA_01_30 (con $R_{falta} = 0$), caso en el que la tensión homopolar es aproximadamente del orden de la tensión nominal fase-neutro, se tiene una corriente residual por el radial en cuestión (sano) de: $3I_o = 6A$. Este valor está muy por debajo de los ajustes típicos de corriente residual (tiempo inverso $30A$, instantáneo $100A$).

En cuanto a cable, se calcularon las impedancias de secuencia para la matriz de susceptancias según [23] y se observó que $B_1=B_0$ para este caso. Esto se explica en que no existe acoplamiento capacitivo entre conductores de distintas fases debido al blindaje que proveen las mallas de los cables. Los valores obtenidos de diversos fabricantes para la susceptancia para el conductor XLPE Al $240mm^2$ son del orden de los $80\mu S/km$.

Considerando que uno de los radiales de la red estudiada tiene tramos en cable que totalizan unos $1800m$ totales, y unos $7km$ adicionales de línea aérea se tiene una susceptancia total de unos $150\mu S$, generando una corriente residual máxima ante faltas FT en otro radial de unos $8A$.

En virtud del análisis anterior, y para obtener los resultados más exactos posibles en cuanto a las faltas desequilibradas, se modelan las susceptancias de secuencia cero, si bien el análisis muestra que en una red de las características de la analizada su efecto en la corriente residual es marginal.

5.3. Cargas

Para el modelado de las cargas se tomaron como datos de partida históricos brindados por UTE Distribución para lo referente a las estaciones y los clientes involucrados.

¹Se toma en consideración que la red bajo estudio no es de neutro aislado, caso en el que estas corrientes capacitivas tienen un papel preponderante en el ajuste de las funciones de sobrecorriente residual (ya que la capacidad distribuida de líneas y sobre todo cables, es la única fuente de corriente de secuencia cero en un sistema de estas características).

El modelado en PSS/E de las cargas se inicia definiendo valores demandados de P y Q para la barra en cuestión. A los efectos de los estudios de tipo estático como el flujo de carga se modela la carga como una demanda de potencia constante, independiente del valor de la tensión en la barra. Para el análisis de cortocircuitos se convierte dicha potencia a impedancia, a la tensión pre-falla: *11.2.2 Fault Analysis Data: ...All constant MVA and constant current load specified in the positive-sequence data are converted automatically to constant shunt admittance in the positive-sequence network* [24].

Se tiene la posibilidad de cargar valores de secuencia negativa y cero para las barras de carga, de modo de representar desbalances en el consumo. En cuanto a la secuencia cero, la red estudiada presenta transformadores con lado $31,5kV$ en triángulo en todos los casos, lo que impone impedancia de secuencia cero infinita vista desde la red de subtransmisión. En cambio un valor distinto entre las secuencias positiva y negativa sí afectaría los resultados ante faltas desbalanceadas. Este efecto no se consideró para este trabajo y las barras de carga se consideran equilibradas, lo cual se asume que es una hipótesis razonable en estos niveles de tensión.

El modelado de las cargas en PSS/E para la simulación de transitorios electromecánicos tiene particularidades adicionales, las cuales se exponen en la siguiente sección.

5.3.1. Modelo para transitorios electromecánicos

La forma en que se modela la carga ante perturbaciones dinámicas en el sistema tiene un impacto directo en los resultados de las simulaciones. En esta sección se presenta el modelo implementado y las hipótesis del mismo.

En este caso el PSS/E genera, a partir de los valores de P y Q de la barra de carga, un modelo para representar la misma durante las simulaciones dinámicas. Esto ocurre mediante la descomposición de la carga de potencia constante en términos de tipo impedancia constante, corriente constante y potencia constante.

La composición elegida para la carga es particular en cada caso y dependerá de la combinación de demanda presente en esa red. UTE utiliza para estos fines la siguiente descomposición:

- P = 70 % impedancia constante + 30 % potencia constante
- Q = 100 % impedancia constante

Resultaría interesante disponer de información detallada del comportamiento de la carga a nivel de una estación de distribución como las estudiadas. De esta manera y basándonos en datos experimentales se podría desarrollar un modelo más fiel a la realidad en lo que respecta al comportamiento ante perturbaciones de la carga particular. Se considera que un estudio detallado de estas características escapa al alcance de este trabajo, por lo que se utilizó la relación estándar de UTE indicada más arriba.

Capítulo 5. Modelado

5.3.2. Cargas industriales relevantes

Se identificaron para este estudio dos cargas industriales significativas dentro de la red a modelar:

- CLL01
- Cargas de GEN_B

Si bien en un primer momento se analizó la posibilidad de utilizar un modelado dinámico de estas instalaciones a los efectos de considerar el impacto de los motores de inducción, no se realizó este modelado por falta de datos para el mismo.

Se entiende además que gran cantidad de motores de inducción (incluso de grandes potencias) se alimentan desde convertidores de electrónica de potencia, por lo que es poco clara su incidencia en este sentido.

5.4. Modelo dinámico de generadores síncronos

Se utilizó el modelo GENROU del PSS/E tanto para modelar dinámicamente los generadores GEN_A y GEN_B. La elección se basa en que es el modelo adecuado para generadores de polos lisos como los utilizados en generación a base de biomasa. Los parámetros cargados al modelo corresponden a las máquinas reales. Se calcularon los factores de saturación del hierro en cada caso, utilizando las curvas de vacío respectivas. En el Apéndice B.0.4 se presentan los parámetros utilizados.

5.5. Sistemas de excitación

En el presente trabajo se realizó el modelado dinámico de los sistemas de excitación de los generadores síncronos.

En el Apéndice C se realiza un repaso básico sobre las características de estos equipos. En la siguiente sección se describen los equipos modelados para el caso de estudio concreto.

5.5.1. Descripción de los equipos modelados

GEN_A

El sistema de excitación del generador sincrónico de GEN_A tiene las siguientes características:

- Excitador: AC, *brushless*
- AVR: ABB UNITROL 1000-15, alimentación a través de devanados auxiliares del GS.

5.5. Sistemas de excitación

El UNITROL 1000-15 es un AVR de tipo digital, para control de generadores y motores síncronos con excitadores AC o DC (para reemplazo de controles de tensión en máquinas antiguas). Dispone de 4 modos de operación: automático (regula tensión terminal del GS), manual (regula corriente de campo), control de reactiva o factor de potencia y lazo abierto (control manual con referencia fija). Dispone de funciones limitadoras: V/Hz, subexcitación, sobreexcitación, límite de operación en el plano PQ. El lazo de control interno del AVR está representado en la figura 5.1. Se observa que implementa un control PID.

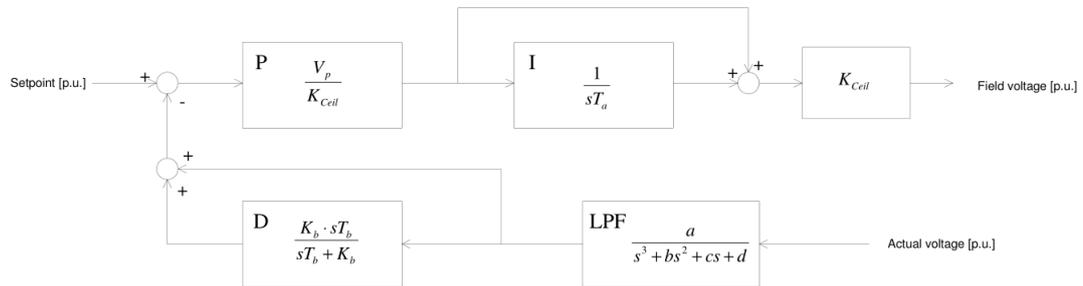


Figura 5.1: Lazo de control interno del AVR UNITROL 1000. Fuente: ABB.

La salida DC del UNITROL 1000-15 alimenta el campo del excitador AC, el cual a su vez alimenta el rectificador rotante que aporta la corriente de campo al GS principal.

El modelo de este regulador no forma parte de la biblioteca de modelos estándar de PSS/E por lo que a los efectos de este trabajo se modeló este sistema de excitación utilizando el modelo IEEE T2, que representa excitadores de tipo AC *brushless*. En B.0.4 se presentan los parámetros utilizados (se tomó como referencia [22]).

GEN_B

El sistema de excitación del generador síncrono de GEN_B tiene por su parte las siguientes características:

- Excitador: AC, *brushless*
- AVR: Basler DECS-200, alimentado desde PMG (generador de imanes permanentes).

El Basler DECS-200 es un AVR digital, similar al UNITROL 1000-15 anteriormente descrito. En este caso se cuenta con un modelo de librería de PSS/E para un sistema de excitación AC *brushless* controlado por un AVR Basler DECS, se trata del modelo ESAC8B.

Capítulo 5. Modelado

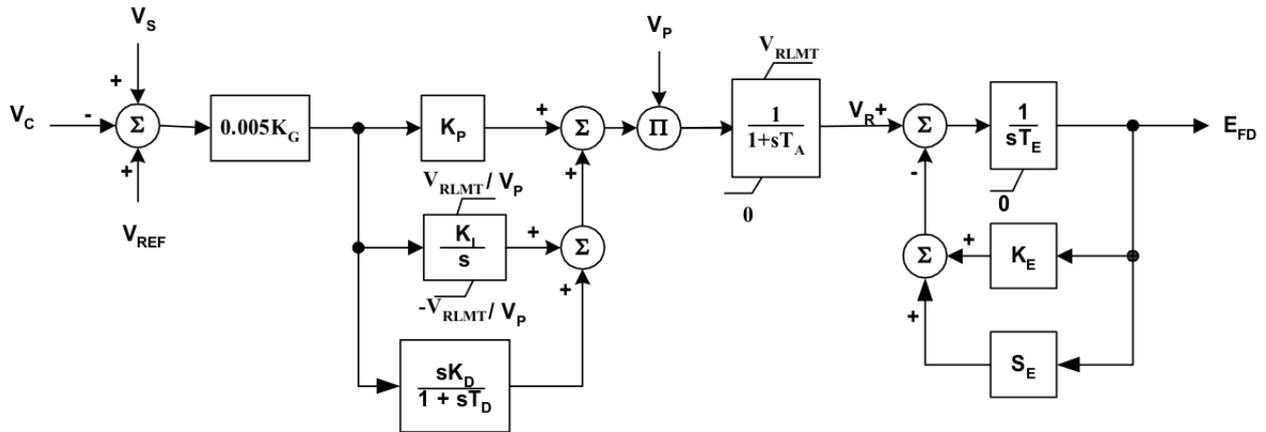


Figura 5.2: Diagrama de bloques del modelo ESAC8B. Fuente [8].

La señal de entrada V_C representa la tensión terminal del generador a la salida de un transductor y luego de aplicarle la compensación.

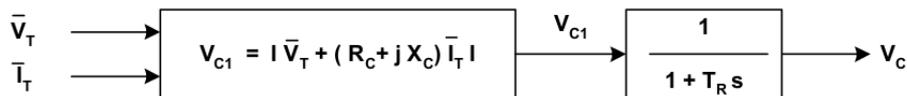


Figura 5.3: Transductor de tensión terminal y bloque de compensación. Fuente [8].

No se utilizó compensación y para la constante de tiempo del transductor (T_R) se tomó como referencia el valor dado por el fabricante del sistema de excitación.

Los parámetros y ajustes del AVR y sistema de excitación real no pudieron ser obtenidos, por lo que se utilizaron valores típicos de la bibliografía para este tipo de sistemas, los cuales se presentan en el Apéndice B.0.4.

5.6. Control de velocidad

En cuanto al control de velocidad (*governor*) y modelo de la turbina de los generadores síncronos, se utilizó como referencia el modelo IEEEG1, con los ajustes presentados en [22]. Esta elección se apoya en que es un modelo general para turbinas de vapor como las utilizadas en GD en base a biomasa como este caso. Los ajustes son iguales tanto para GEN_A y GEN_B, ver Apéndice B.0.4. Se fija un estatismo de 5% en línea con lo que es usual para GD de estas características.

Capítulo 6

Probabilidad de formación de islas en el caso de estudio

En este capítulo se estudiará la probabilidad de formación de islas en el radial DIS_A basado en las características de las cargas y el GD presente en el mismo.

6.1. Introducción

Como se mostró en el capítulo 4, el radial DIS_A en su configuración normal presenta la siguiente topología:

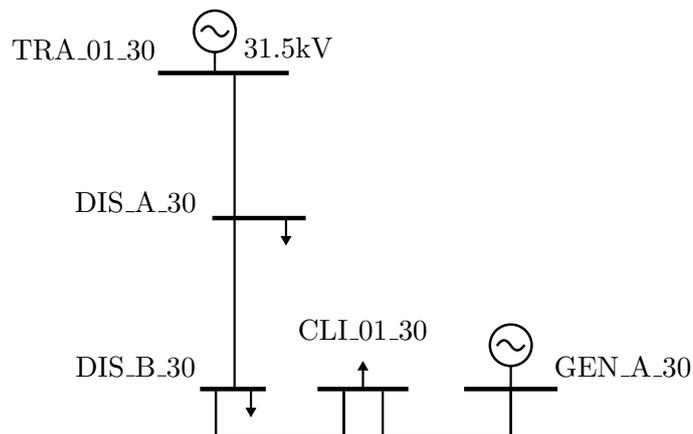


Figura 6.1: Unifilar radial DIS_A, configuración normal.

Como se comentó en el capítulo 3 la causa típica de formación no intencional de una isla es a través de una falta que desencadena la actuación de una protección, aislando el circuito que contiene generación y carga del resto del sistema. En el caso particular analizado esto puede ocurrir ante, por ejemplo una falta FT en la línea

Capítulo 6. Probabilidad de formación de islas en el caso de estudio

aérea de casi 4km de extensión entre DIS_B y CLI_01 ¹. Tal como se mostró en 4.7, las protecciones de corriente residual de la cabecera en TRA_01 no tienen margen de coordinación con las protecciones aguas abajo, por lo que es altamente probable que una falta pueda hacer actuar dicha protección de cabecera, desconectando todo el radial DIS_A.

Se observa entonces que esta situación es de ocurrencia tan probable como la existencia de faltas en la línea. Lo que debe analizar, más allá de la probabilidad de que el interruptor se abra, es qué probabilidad tiene la formación de una isla autosuficiente.

En 4.7 se mostró que para enfrentar el problema de la formación de islas, UTE lleva adelante dos prácticas: por un lado se exige al generador protección anti-isla, y por otro lado se utilizan transferencias de disparo de modo tal de que la apertura del interruptor de cabecera automáticamente implique el disparo del generador. Se está analizando la probabilidad de formación de la isla en sí misma, o sea, sin asumir la existencia de estos sistemas ².

Tal como se comentó en 3.1 el establecimiento de una isla autosuficiente depende esencialmente del balance de P y Q en el tramo aislado. Entonces, resulta fundamental conocer las características de la carga y la generación presentes, puntos que se abordan en las secciones siguientes.

6.2. Características de la carga en el radial

En el radial se tienen tres cargas, conformadas por las estaciones de distribución DIS_A y DIS_B, y el cliente industrial CLI_01.

Para las estaciones DIS_A y DIS_B se contó para este trabajo con información brindada por UTE, registros horarios del año 2014, tal como se indicó en 4.6. A los efectos de saber la probabilidad de la formación de islas no interesa el consumo individual de cada estación, sino el efecto neto en el radial, por lo cual se agregaron en forma horaria los dos registros anuales.

Con respecto al cliente industrial, se toma como datos de partida las curvas de carga presentadas en 4.6.5.

Si bien las medidas no son simultáneas en el tiempo, se entiende razonable suponer que la carga industrial CLI_01 ha permanecido invariante en ese período, y tomar los datos de 2016 como válidos a los efectos de la comparación. También como se comentaba en 4.6.5 se tomó la hipótesis de suponer que la curva de carga de CLI_01 es constante durante todo el año.

Combinando entonces las tres cargas, y ordenando las mismas en un histograma (mostrando la probabilidad de ocurrencia de cada franja de consumo en MW y MVAR) se obtuvieron los resultados de las figs. 6.2 y 6.3:

¹O en cualquier punto del radial, mencionamos este tramo por ser uno de los más vulnerables dado que es aéreo y que recorre largos tramos paralelos a bosques altos.

²O bien puede aplicar para casos de indisponibilidad o fallas de los mismos. Los tele-disparos pueden fallar por problemas en el canal de comunicaciones, que tiene distintos niveles de confiabilidad según su tecnología; mientras que las protecciones anti-isla pueden no estar operativas o estar mal ajustadas, sin mencionar fallas en equipos de maniobra.

6.3. Características de la generación

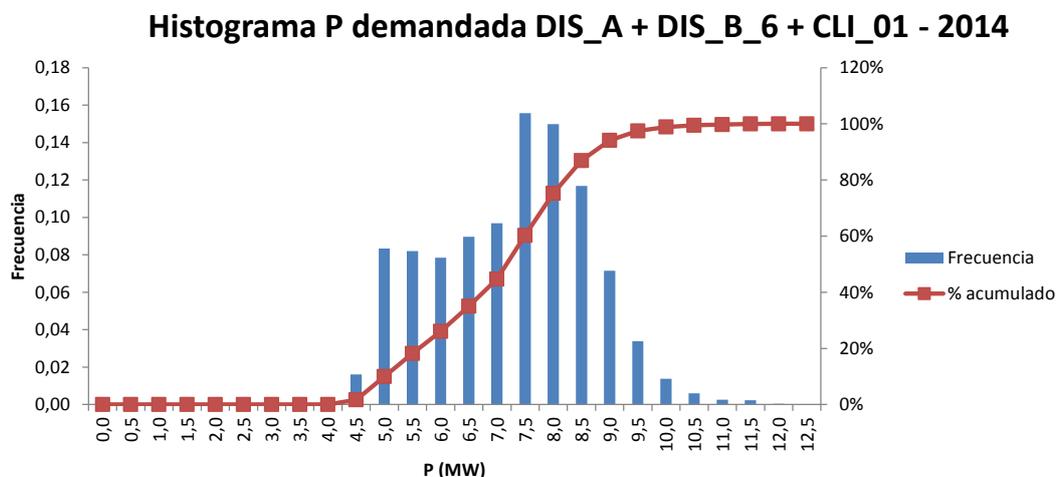


Figura 6.2: Histograma de potencia activa, DIS_A,DIS_B_6,CLI.01, 2014.

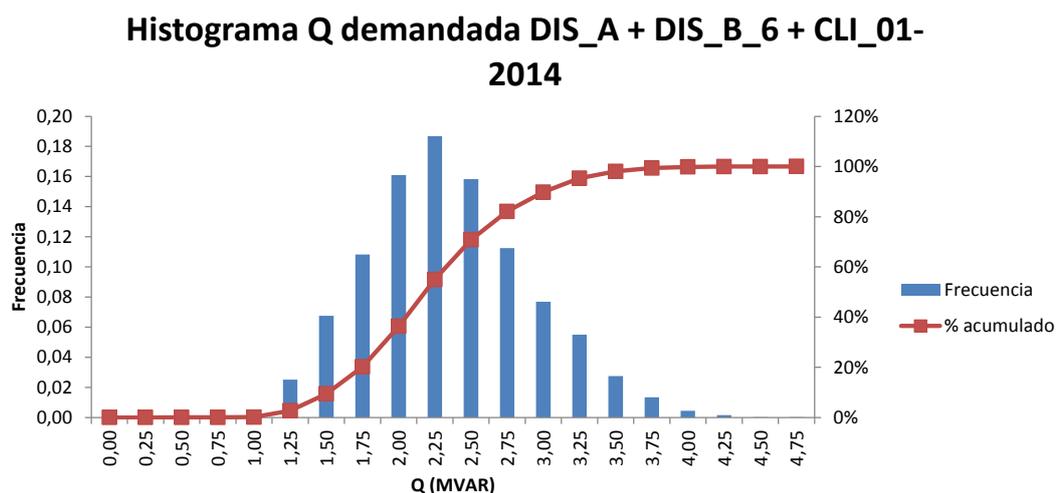


Figura 6.3: Histograma de potencia reactiva, DIS_A,DIS_B_6,CLI.01, 2014.

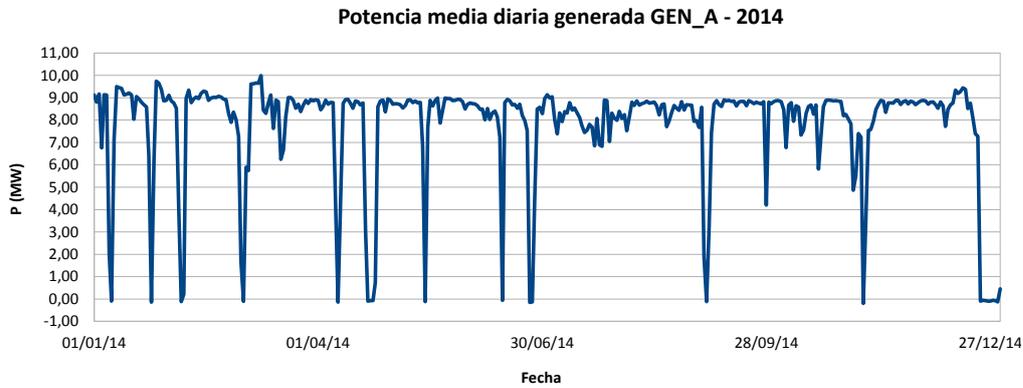
Se observa que al ordenar los valores horarios totales según su frecuencia de ocurrencia, se obtiene un comportamiento aproximadamente acampanado con una media de aproximadamente 7MW y 2.2MVAR. Sin embargo las muestras presentan dispersión considerable. Se debe combinar estos escenarios con los de generación para tener un panorama completo.

6.3. Características de la generación

La única generación presente en el radial es GEN_A, generador para el que no se pudo acceder a registros de generación horarios. Los únicos datos disponibles para conocer la producción de la planta fue a través de datos públicos de UTE con los valores medios diarios de energía, disponibles para todos los generadores

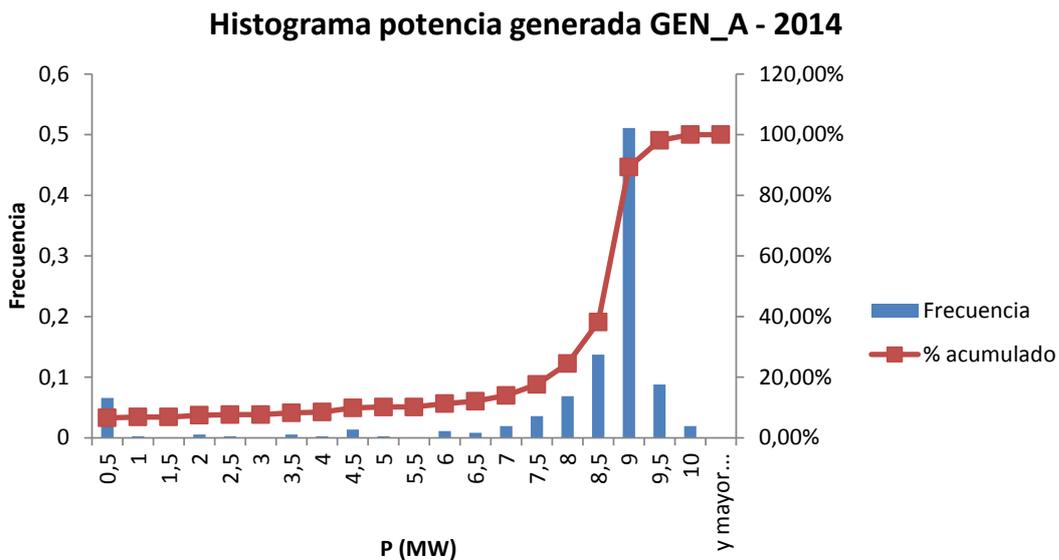
Capítulo 6. Probabilidad de formación de islas en el caso de estudio

públicos y privados del país. Accediendo a los históricos de 2014 se observa el siguiente comportamiento:



Se puede observar que, a menos de períodos breves de cortes, la planta opera en general a valores de potencia media diaria del entorno de los 9MW. Considerando la potencia autorizada de esta central se concluye razonable suponer que si el promedio diario tiene tal valor, la planta opera prácticamente a potencia aproximadamente constante las 24hs del día en esos períodos de producción.

Ordenando en un histograma la información diaria, se observa que efectivamente, como se comentó la planta operó más del 50 % de los días a plena potencia.



6.4. Balance de potencias

En virtud de los datos presentados anteriormente, se puede realizar un análisis de la probabilidad de cada escenario de potencia neta en el radial. Este estudio podría sustituirse por un análisis de medidas reales en la cabecera del radial. A los efectos de este trabajo se accedió a esas medidas, en las salidas de 31.5kV de la estación TRA_01, para todos sus radiales. El inconveniente con estos datos es que no son registrados por un analizador de redes a una tasa constante (como sí lo son los datos presentados en 4.6), sino que surgen de un equipo que registra eventos en el sistema y no tienen una tasa uniforme, por lo que se dificulta tener medidas representativas a los efectos de una estadística de operación del radial. Por lo tanto estos datos no se consideraron para el trabajo.

En función de los histogramas de carga y generación presentados en las secciones anteriores, se realiza el siguiente razonamiento: dado que cada punto del histograma indica la frecuencia con la que se registra un valor (siendo 1 la frecuencia de un valor que ocurre el 100 % de las muestras temporales) en realidad se tiene la función de probabilidad para una variable aleatoria que representa la potencia consumida (o generada).

Si se asume que las potencias consumida y generada son variables aleatorias independientes, la probabilidad de ocurrencia simultánea de un valor particular de cada una de ellas surge de multiplicar las respectivas probabilidades. Esto no es válido si existe correlación entre las variables. Por ejemplo, si se tuviera un generador fotovoltaico, que genera durante las horas de luz solar, claramente tendrá un comportamiento correlacionado con la demanda, que durante la noche tiende a ser menor. Ahora bien, si consideramos que GEN_A es una planta de generación en base a biomasa, que opera en general a plena potencia constante y durante las 24hs del día, se muestra razonable la hipótesis de independencia de P generada con P consumida por el resto de las cargas del radial.

Teniendo en mente el razonamiento anterior, se calcula entonces la probabilidad de tener distintos grados de desbalance entre generación y demanda dentro del radial:

Por ejemplo: ¿qué probabilidad tiene el balance de P nulo?

$$\begin{aligned} Prob(P_{gen} = P_{dem}) &= Prob(P_{gen} = 0) * Prob(P_{dem} = 0) + \\ &Prob(P_{gen} = 1) * Prob(P_{dem} = 1) + \dots + Prob(P_{gen} = n) * Prob(P_{dem} = n) \end{aligned}$$

Siendo 1, 2,...n valores de potencia. Si consideramos en la suma anterior tantos términos como escalones de potencia tengamos analizados en los histogramas, se obtendrá la probabilidad acumulada de que se dé el suceso de potencia balanceada exactamente en el radial.

Razonando en forma análoga, la probabilidad de tener en el radial un superávit de P de una unidad es:

$$\begin{aligned} Prob(P_{gen} - P_{dem} = 1) &= Prob(P_{gen} = 1) * Prob(P_{dem} = 0) + \\ &Prob(P_{gen} = 2) * Prob(P_{dem} = 1) + \dots + Prob(P_{gen} = n) * Prob(P_{dem} = n - 1) \end{aligned}$$

Capítulo 6. Probabilidad de formación de islas en el caso de estudio

Del mismo modo puede razonarse para un déficit de potencia.

Siguiendo los criterios anteriores, en la figura 6.4 se presentan las probabilidades de cada escenario de desbalance generación-demanda en lo que respecta a la potencia activa. Dado que se analizaron todos los escenarios de probabilidad no nula, se obtiene la función de probabilidad de la variable aleatoria "P neta en el radial", y lógicamente la suma de todos sus valores posibles es 1 (probabilidad acumulada).

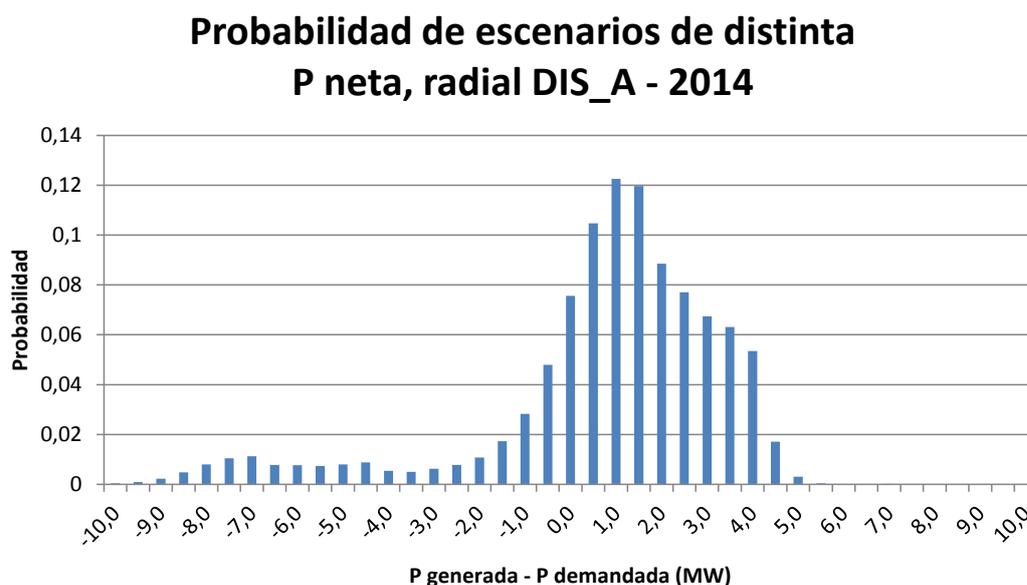


Figura 6.4: Probabilidad de los distintos escenarios de P neta, radial DIS_A, 2014.

Como primera conclusión de carácter general, se observa que el radial tiende a ser superavitario en P, lo que se desprende de analizar las probabilidades de los distintos escenarios. Pero más allá de esta observación, que en principio indica que el radial estaría en condiciones de operar alimentado desde el GD (si es que esta situación se permitiera y solamente considerando la potencia activa disponible), es interesante notar que escenarios con desbalances generación-demanda relativamente pequeños, tienen probabilidad significativa de ocurrencia. Por ejemplo, el escenario con balance nulo tiene 7.6% de probabilidad, y los tres escenarios que tienen desbalances en la banda $\pm 0,5 MW$ tienen probabilidad acumulada 22.8%. Llevándolo a base temporal, significa que en un año se tienen estadísticamente 28 días de generación y demanda balanceadas y 83 días de desbalance menor al 5% de la capacidad de generación presente en el radial.

En cuanto a la potencia reactiva, GEN_A opera normalmente con factor de potencia unitario (según la información obtenida) por lo que se tiene un déficit de Q a nivel de todo el radial. En condiciones normales esta Q proviene esencialmente de la red de Trasmisión. Ante una situación de aislamiento del radial DIS_A se tendría una Q demandada de unos 2.25MVAR (valor más probable) según lo cal-

culado anteriormente, la cual debería ser suministrada por GEN_A, lo que deberá evaluarse con mayor detalle.

6.5. Conclusiones

Se analizaron las características tanto de generación como de demanda en el radial DIS_A, con el objetivo de evaluar qué tan probable es la ocurrencia de escenarios generación-demanda relativamente similares, pensando en que una condición de isla sea sostenible en el tiempo.

El estudio realizado es estadístico y asume algunas hipótesis y simplificaciones que deben ser tenidas en cuenta:

- Se extrapoló a todo el año una semana típica de funcionamiento para CLI_01.
- Se trabajó con valores diarios medios de generación para GEN_A.

Las limitantes anteriores surgieron de los datos disponibles, aunque se consideran razonables las suposiciones realizadas. En contrapartida se tuvieron datos horarios reales de un año de las otras cargas (estaciones DIS_A y DIS_B).

Las principales observaciones que surgen:

- En cuanto a P, el radial es **superavitario** en generación.
- Los escenarios de $P_{neta} < 5\%$ tienen probabilidad de ocurrencia acumulada de **22.8 %**.
- Dada la operación del generador, el radial es **deficitario** en Q, esto implica un impacto en la tensión ante una eventual isla.

Un resultado posible para el análisis pudo ser que la probabilidad de obtener una isla estable (desde el punto de vista exclusivamente del balance de P y Q) era extremadamente baja, o despreciable. Claramente el resultado obtenido no es éste y por el contrario, se observa que el caso estudiado tiene condiciones particulares que lo hacen candidato a mantener islas no intencionales.

De todas formas, para obtener conclusiones definitivas es necesario realizar estudios dinámicos, que además de las condiciones iniciales de potencia, simulan la evolución de las distintas máquinas y sus controles asociados, posible actuación de protecciones, etc, ya que la sostenibilidad de la isla depende de todos estos factores.

En el capítulo 7 se mostrará mediante simulaciones la evolución de posibles islas creadas dentro de las condiciones analizadas en este capítulo.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 7

Simulaciones

7.1. Estudios dinámicos

7.1.1. Introducción

En esta parte de la Tesis se presentan algunas simulaciones dinámicas realizadas sobre el caso de estudio. En [22] se realiza una completa investigación sobre la viabilidad de formación de islas en un circuito a nivel de transmisión, involucrando GD en base a convertidores (eólica) y sincrónica (biomasa). En dicho trabajo se concluyó que en el caso estudiado es viable la formación de islas para casos de desbalances pequeños de generación y carga (del orden de 5%), cumpliendo los límites reglamentarios de frecuencia y tensión, para el caso que participara de la isla al menos un GD de tipo sincrónico, con control de tensión y frecuencia. No se pretende aquí realizar un estudio exhaustivo de los casos de formación exitosa o no de islas. Solamente se analizan algunos escenarios considerados más probables a los efectos de ver si la isla se puede formar y cuáles son sus características.

7.1.2. Formación de islas en radial DIS_A

En esta sección se presentarán los resultados de simulaciones realizadas para evaluar dinámicamente la formación de islas en el radial DIS_A. En el capítulo 6 se evaluó la probabilidad de ocurrencia de los distintos escenarios de balance de potencia en el radial DIS_A.

Las simulaciones que se presentarán a continuación se basan en algunos casos que pueden dar lugar a la formación de islas. Se tomó como referencia a la hora de evaluar la formación de las islas, los criterios expresados en [22]. En ese trabajo se utiliza como referencia los límites dados por el Reglamento de Transmisión, que expresa que la frecuencia se mantendrá dentro de la banda $50 \pm 0,2Hz$ en régimen permanente, permitiendo transitorios dentro del rango $47,5..53Hz$ de hasta 3 segundos. En el entendido que la frecuencia es esencialmente única en todo el SEP, se aplicará el mismo criterio para la red de subtransmisión que se está analizando.

Capítulo 7. Simulaciones

Respecto a la tensión, se utilizaron los límites que maneja UTE para la red de subtrasmisión: variaciones en régimen permanente de $\pm 5\%$.

Escenarios de generación considerados

Los escenarios planteados previo al evento de isla presentan diferentes niveles de carga y generación. Tomando en consideración las conclusiones del Capítulo 6, se determinaron los siguientes casos:

Caso	$P_{gen}(MW)$	$Q_{gen}(MVAR)$	$P_{dem}(MW)$	$Q_{dem}(MVAR)$
1	9.10	2.00	8.52	3.08
2	9.10	1.90	8.12	3.08
3	9.10	0.49	8.52	3.08

Tabla 7.1: Escenarios para evaluar la formación de islas.

El Caso 1 corresponde a GEN_A entregando 9MW que es la potencia que normalmente inyecta en su nodo de conexión, según los registros mostrados en 6. Dado que el radial es deficitario en Q ya que GEN_A opera normalmente con factor de potencia unitario, se plantea un caso con menor déficit de Q, para lo que se simuló con GEN_A entregando 1.5MVAR en su nodo de conexión ($\cos(\varphi) = 0,98$, el generador en sí inyecta 2.0MVAR pero hay un consumo de Q en el transformador de máquina). Este caso presenta entonces un exceso de 0.58MW de generación (6% respecto al total generado), siendo uno de los escenarios más probables de ocurrencia según la fig. 6.4.

El Caso 2 se plantea por ser el más probable según se mostró en 6.4 y a su vez tiene un exceso de generación que casi duplica el anterior (11%). Se analiza este escenario alternativo para evaluar si ese desbalance de potencia activa es manejable por los controles del generador.

Finalmente se plantea un Caso 3 que es esencialmente con el mismo desbalance de P que el Caso 1 pero con el generador previo a la apertura operando con factor de potencia unitario en su nodo de conexión ¹, régimen de operación usual. En este caso se tiene un déficit de 2,6MVAR en el radial. Se intenta con este caso evaluar la evolución de la tensión.

Eventos que forman la isla

Siguiendo el criterio presentado en [22], se evaluaron dos casos que aislan el radial:

- Apertura del interruptor de cabecera sin ocurrencia de una falta.
- Ocurrencia de una falta 3F en la barra TRA_01_30, lo que desencadena la apertura del interruptor de cabecera y por tanto la isla de todo el radial.

¹Solo genera la reactiva consumida por el propio transformador elevador.

Caso 1, apertura del interruptor de cabecera sin falta

Se presentan a continuación en la fig. 7.1 las tensiones en las barras de 31.5kV que forman parte de la isla. En $t=0.5s$ se produce la apertura del interruptor.

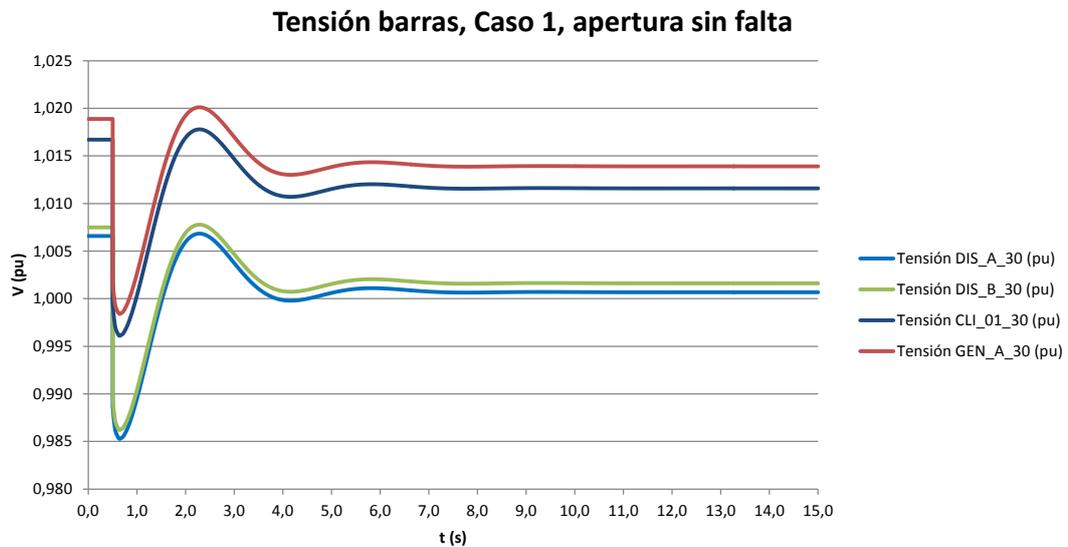


Figura 7.1: Tensión en barras de la isla, Caso 1, apertura sin falta.

Observando primero la situación pre apertura, se observa que al estar inyectando Q en su nodo de conexión, GEN_A eleva levemente la tensión en la punta del radial (aproximadamente $1,02pu$). En el instante que se produce la apertura del interruptor de cabecera se observa un transitorio donde se reduce la tensión rápidamente debido al déficit de Q en el sistema aislado, sin embargo el regulador de tensión actúa para tratar de corregir la tensión a su valor de referencia fijado previamente. En la fig. 7.2 se observa la salida del regulador de tensión durante este proceso.

Cabe señalar que dado que GEN_A es el único generador presente en la isla, determina el nivel de tensión de las restantes barras. Todo el transitorio dura aproximadamente $6s$, luego de lo cual las tensiones quedan estabilizadas dentro de la banda admisible ($\pm 5\%$, de la que tampoco se apartan durante el transitorio).

7.1. Estudios dinámicos

$$P_{mec} - P_{el} \cdot \frac{f_0}{2H} = \frac{0,58MW}{12,5MVA} \cdot \frac{50Hz}{2,3s} = 0,39Hz/s \approx \frac{df}{dt}$$

Calculando a partir del gráfico para la primera etapa de la perturbación:

$$\frac{df}{dt} = \frac{50,103Hz - 50,000Hz}{0,75s - 0,50s} = 0,41Hz/s$$

Por lo tanto se observa que se cumple aproximadamente la relación prevista.

La frecuencia se mantiene dentro de la banda permitida para transitorios ($47,5..53Hz$) y a los 3 segundos ya está dentro de la banda admisible en régimen permanente ($50 \pm 0,2Hz$). En función del resultado observado para la frecuencia y la tensión se concluye que la isla se forma adecuadamente en este caso.

Cabe señalar que la derivada inicial de la frecuencia está en el rango $0,3..1Hz/s$ donde la protección de la interconexión de GEN_A actúa en $100ms$ y ese valor de pendiente se mantiene bastante más, al menos $250ms$, por lo que se concluye que las protecciones propias de GEN_A desconectarían el generador en tal caso. Obviamente si se quiere permitir el funcionamiento en isla se deberían rever estos ajustes. La protección de sobrefrecuencia no llega a operar porque requiere superar $50,4Hz$ por al menos $200ms$.

Finalmente en la fig. 7.4 se muestra la evolución de la potencia de la turbina de GEN_A.

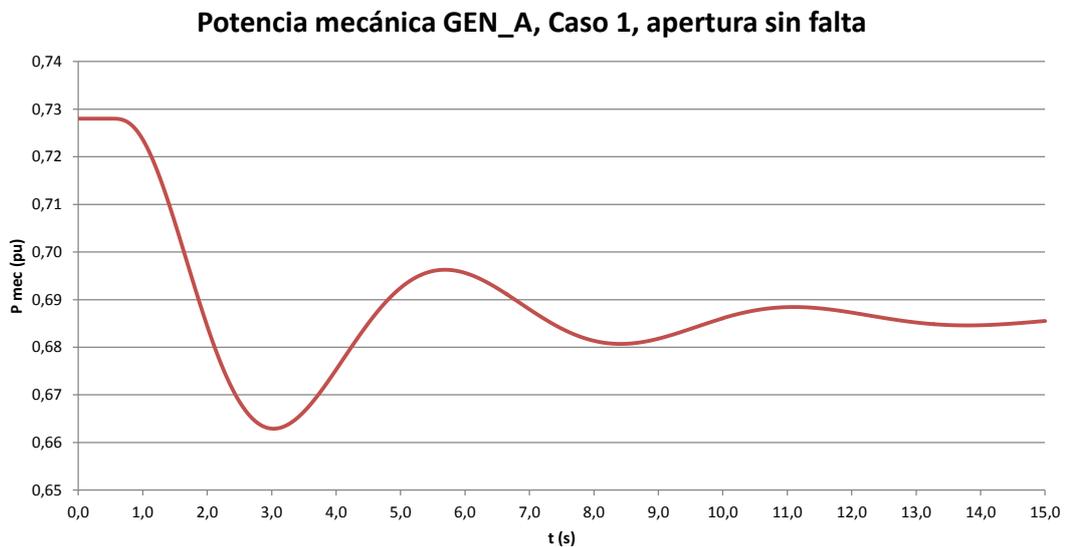


Figura 7.4: Potencia mecánica GEN_A, Caso 1, apertura sin falta.

Se observa que en los primeros instantes luego de la perturbación la potencia está constante en $0,728pu$ ($9,10MW$), pero comienza a actuar el *governor*,

Capítulo 7. Simulaciones

reduciendo la potencia de la máquina, estabilizando al final la misma a $0,685pu$ aproximadamente ($8,56MW$).

Se observa entonces que:

$$\frac{\Delta f}{\Delta P_{mec}} = \frac{0,0022pu}{-0,043pu} = -0,051$$

Esto confirma el valor de estatismo ajustado para la máquina ($R = 0,05$). La regulación primaria de la frecuencia entonces determina que el generador reduce su potencia de salida y la frecuencia se eleva, manteniendo un error en régimen permanente respecto a la frecuencia nominal del sistema.

Caso 1, falta 3F y posterior apertura del interruptor de cabecera

En esta segunda simulación se manejó el mismo escenario de generación y carga que en la primera, con la diferencia de que la isla se forma ante la ocurrencia de un cortocircuito 3F en barras de $31.5kV$ en la estación TRA_01 (en $t = 0,5s$), el cual se despeja en $100ms$. Esta falta podría ser despejada por el relé de protección del transformador de potencia, generando automáticamente el disparo de las salidas de $31.5kV$. Se asume para que tenga sentido este estudio que el generador no se desconecta (una situación como la descrita provocaría también la transferencia de disparo hacia GEN_A). También podría darse la actuación de una protección diferencial de la propia barra de $31.5kV$, en caso de existir.

Se presentan a continuación en la fig. 7.5 las tensiones en las barras de $31.5kV$ que forman parte de la isla.

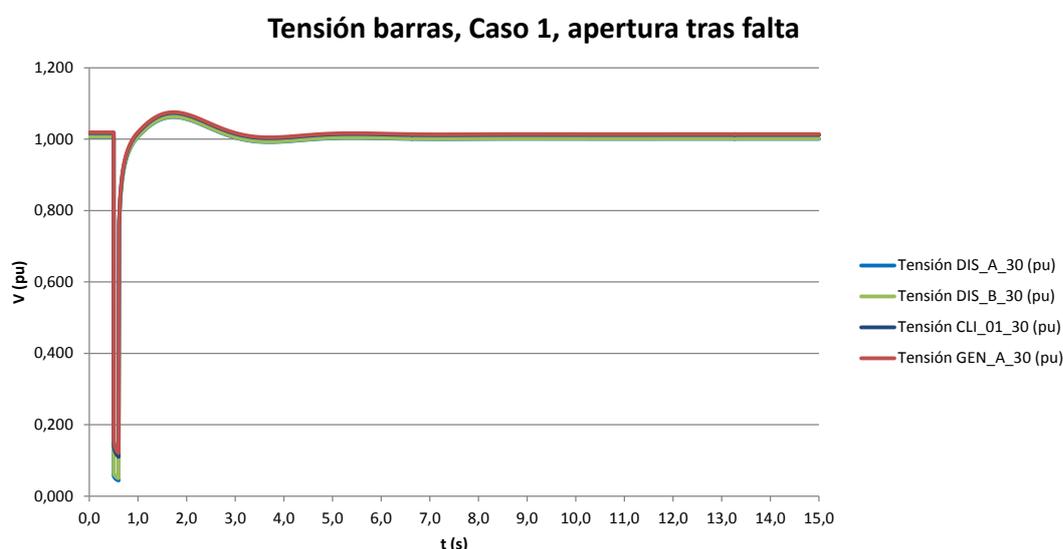


Figura 7.5: Tensión en barras de la isla, Caso 1, apertura tras falta.

Se observa el CC de $100ms$ y luego que el mismo se despeja se tiene un transitorio bastante más amplio que en el caso anterior, debido a que el regulador de

7.1. Estudios dinámicos

tensión eleva en forma importante su salida para compensar la reducción abrupta de tensión durante la falta. Cabe señalar que este comportamiento es diferente en máquinas síncronas equipadas con excitadores alimentados desde la propia barra de MT del generador (la reducción abrupta de la tensión hace que la salida del regulador de tensión no pueda tener este comportamiento).

En la fig. 7.6 se muestra un detalle del transitorio en la tensión de barras.

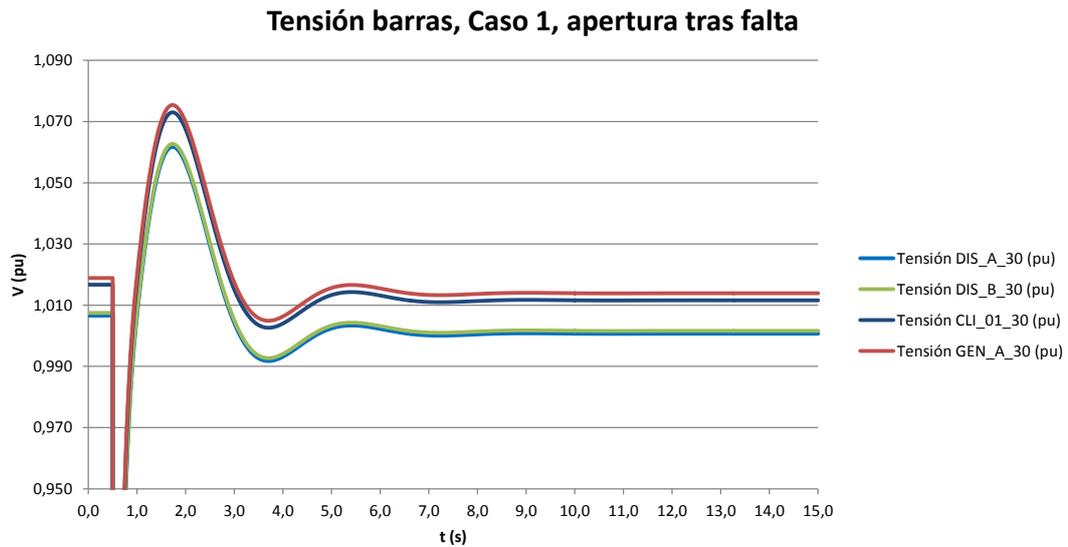


Figura 7.6: Detalle tensión en barras de la isla, Caso 1, apertura tras falta.

Se observa que en régimen permanente la tensión se ubica dentro de los límites admisibles.

En la fig. 7.7 se muestra la evolución de la frecuencia dentro del sistema en isla. Se puede ver que existe una elevación muy rápida de la frecuencia durante el período en falta, correspondiente a la liberación de energía cinética del rotor, ante la reducción drástica de la potencia eléctrica entregada por el generador.

A partir de la apertura del interruptor el funcionamiento es similar que el caso anterior, a pesar que el CC causa una excursión mayor de la frecuencia al comienzo, de todas maneras dentro de la banda tolerable en los primeros 3s. Luego la frecuencia se encausa dentro de la banda $50 \pm 0,2Hz$, pero no lo hace dentro de los primeros tres segundos, lo que muestra una ligera violación a las condiciones reglamentarias.

En este caso operaría la protección de sobrefrecuencia de GEN_A en caso de usar los ajustes actuales ya que se supera el umbral de $50,4Hz$ por más de un segundo.

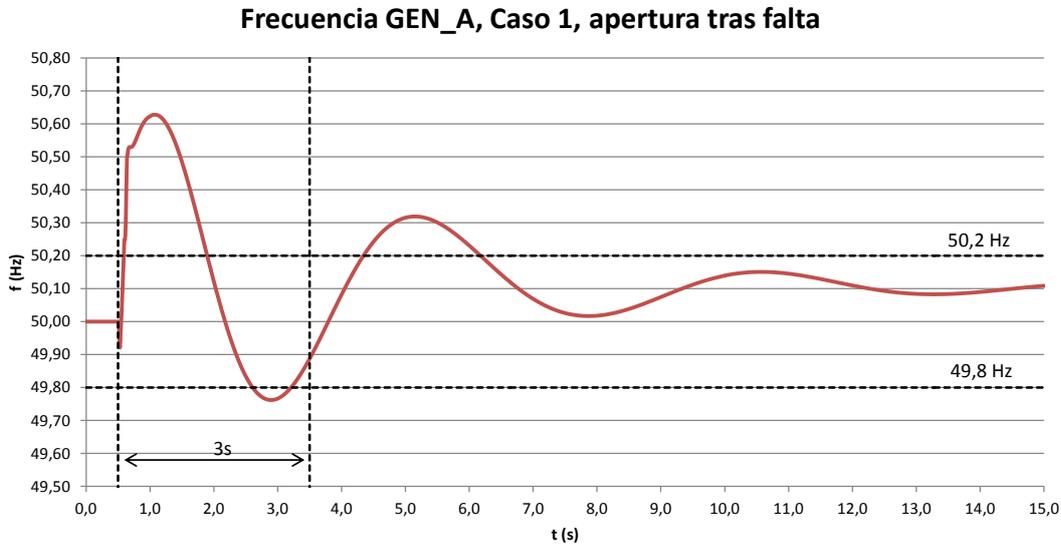


Figura 7.7: Frecuencia, Caso 1, apertura tras falta.

Finalmente resulta interesante observar la evolución de la corriente entregada por GEN_A a la falta, fig. 7.8. Se observa que esta parte de un valor determinado esencialmente por la reactancia subtransitoria de la máquina, aproximadamente $3,3pu$ lo que representa $744A$. En los $100ms$ posteriores este valor se reduce a aproximadamente $585A$ siguiendo el comportamiento esperado para una máquina síncrona. Vale considerar que la excitación está aumentando rápidamente su valor durante ese período lo que hace que la reducción en la corriente sea menor que si ésta se mantuviera constante.

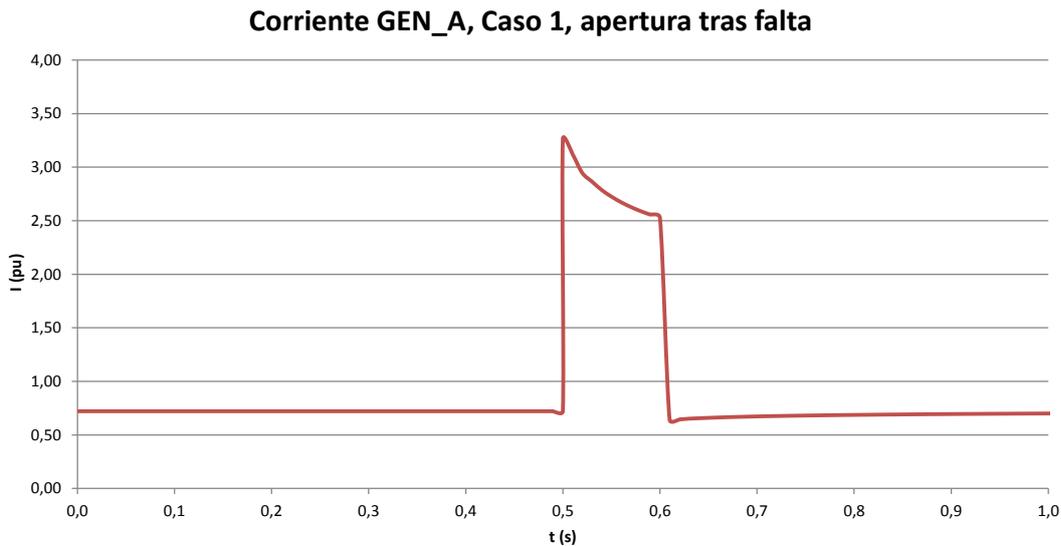


Figura 7.8: Corriente aportada al CC por GEN_A, Caso 1, apertura tras falta.

7.1. Estudios dinámicos

Se concluye que este caso, si bien excede los límites reglamentarios de tiempo en lo que refiere a los transitorios de frecuencia, representa también un evento de isla estable.

Caso 2, apertura del interruptor de cabecera sin falta

Se presentan a continuación en la fig. 7.9 las tensiones en las barras de 31.5kV que forman parte de la isla. En $t=0.5s$ se produce la apertura del interruptor.

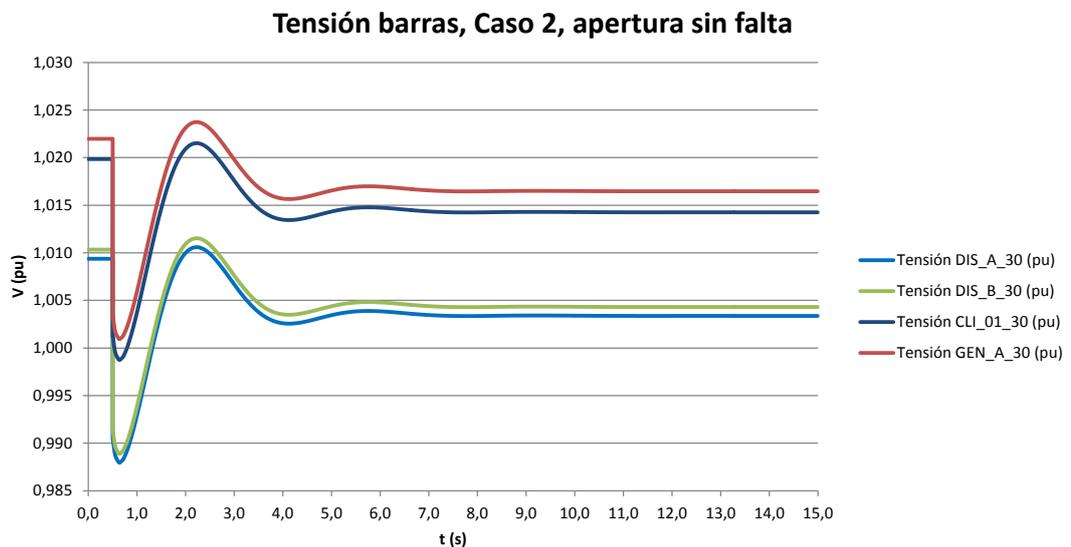


Figura 7.9: Tensión en barras de la isla, Caso 2, apertura sin falta.

Se observa que nuevamente la tensión permanece dentro de parámetros admisibles durante la perturbación y en régimen permanente.

En la fig. 7.3 se observa el comportamiento de la frecuencia en la isla. En este caso se observa que el transitorio inicial es mayor como era previsible y que, si bien la frecuencia queda en régimen permanente sobre el borde superior del rango admisible ($50,1Hz$) el transitorio intermedio excede ese valor por al menos 15 segundos, con lo que se considera que esta isla, si bien en régimen es estable, presenta valores de frecuencia que no cumplen lo reglamentario.

Capítulo 7. Simulaciones

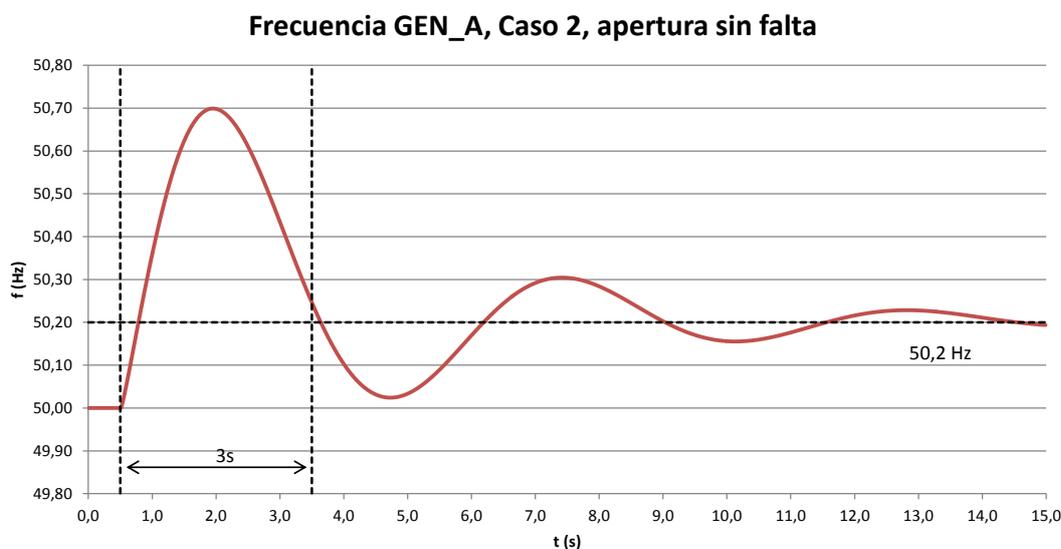


Figura 7.10: Frecuencia, Caso 2, apertura sin falta.

Caso 3, apertura del interruptor de cabecera sin falta

Se observan en la fig. 7.11 las tensiones de las distintas barras en este caso.

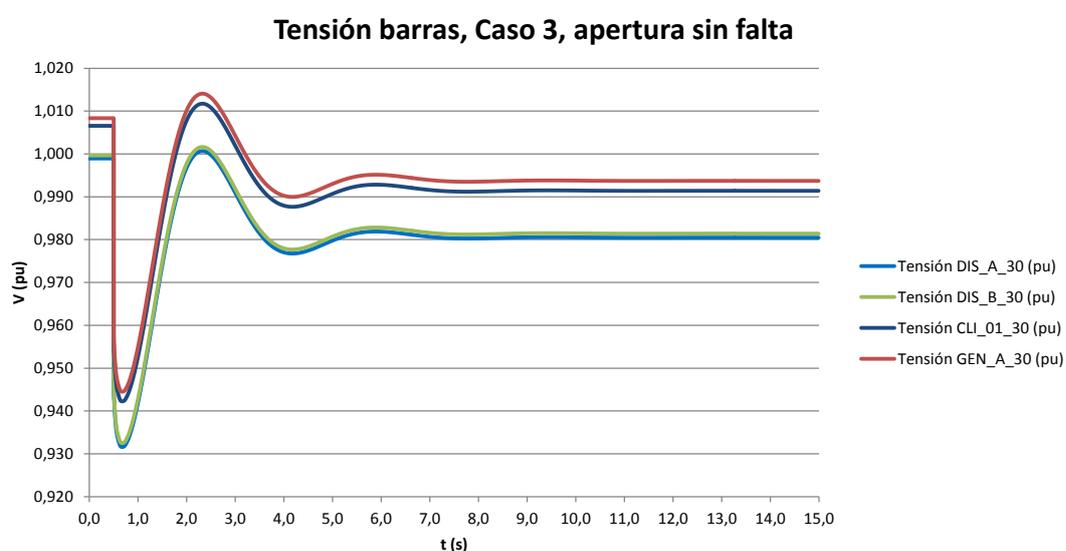


Figura 7.11: Tensión en barras de la isla, Caso 3, apertura sin falta.

En este caso como era previsible la tensión tiene variaciones más grandes debido al déficit de potencia reactiva en el radial. Las tensiones sin embargo se estabilizan rápidamente y con valores admisibles (sobre $0,98pu$), el transitorio alcanza un mínimo de $0,93pu$ pero solo por algunos segundos. Se observa que la carencia de reactiva al iniciarse la perturbación se cubre con un aumento de la excitación del generador:

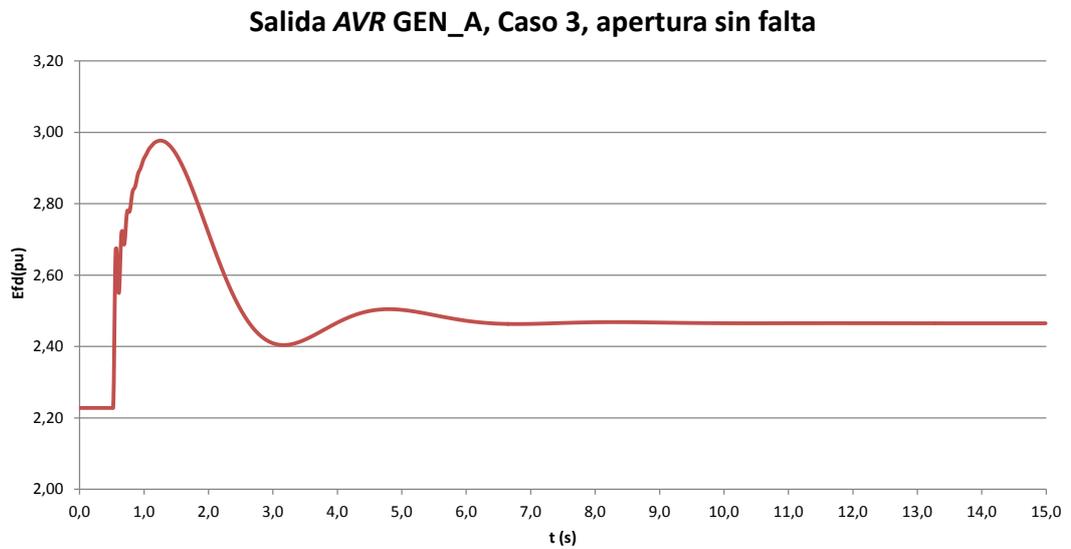


Figura 7.12: Salida del regulador de tensión GEN_A, Caso 3, apertura sin falta.

En la fig. 7.13 se observa el comportamiento de la frecuencia en la isla.

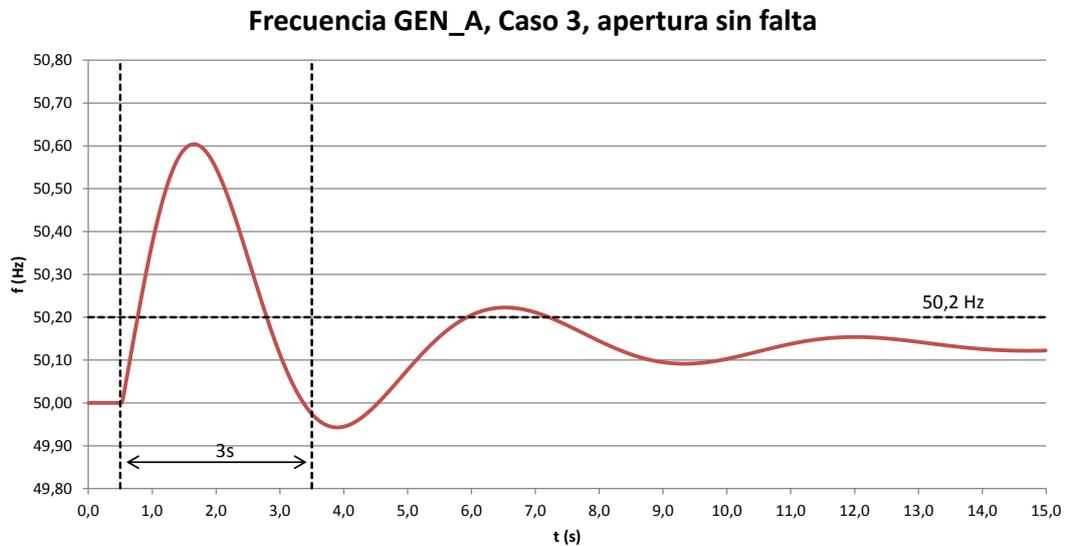


Figura 7.13: Frecuencia, Caso 3, apertura sin falta.

Al tratarse de un caso con el mismo desbalance de potencia activa, la situación respecto a la frecuencia es similar a la del Caso 1, sin embargo se tiene un estado final en una frecuencia levemente más alta ². Si bien la frecuencia se sale

²Esto se explica porque al tener tensiones menores, la carga (modelada mayormente como impedancia constante) consume menos P y por ende el exceso de generación es mayor.

Capítulo 7. Simulaciones

brevemente de la banda reglamentaria, se concluye que la isla es viable.

7.1.3. Conclusiones

A partir de las simulaciones anteriores se concluye:

- En función de lo investigado en el capítulo 6, se sabía que el radial DIS_A tenía un comportamiento superavitario en generación, siendo el rango más probable entre 0.5 y 1,5MW en exceso de generación, totalizando casi un 35% de las horas del año. Se evaluaron dos casos dentro de este rango, el primero con un exceso de generación de 0,6MW y el segundo con 1MW, concluyendo que el primer escenario forma una isla estable ante el disparo del disyuntor de cabecera, e incluso ante una situación dinámicamente más desfavorable que es previamente una falta 3F a nivel 31.5kV. El segundo escenario muestra la formación de una isla estable pero que no cumple los límites reglamentarios. No se evaluaron casos con exceso de carga pero se supone que se encontrarán resultados similares.
Se concluye que la formación de islas en el rango de potencia neta del radial $\pm 1MW$ es viable sin la aplicación de estrategias de disparo de carga.
- Si bien se simularon dos casos con una pequeña inyección de Q por parte de GEN_A, se observó que el efecto en las tensiones es mínimo, estando claramente dentro de la banda objetivo. Para confirmarlo se evaluó el Caso 3, donde aún con el generador trabajando en factor de potencia unitario, el desbalance de reactiva es absorbido por el regulador de tensión del generador el cual intenta devolver la barra de 31.5kV a su valor de referencia.
- En los resultados presentados no se tuvo en cuenta la inclusión de modelos de carga dependientes de la frecuencia o dinámicos. Modelar motores de inducción dentro de la planta de CLI_01 aparece como un aspecto clave para revisar estas simulaciones. Varios de los motores de esta planta (incluso algunos de cientos de HP) están manejados por variadores de velocidad, con lo que el efecto de los transitorios asociados a los mismos no resulta tan claro.
- Se analizaron someramente los ajustes de protecciones de frecuencia del generador. En un contexto de posible formación intencional de islas debe evaluarse la posibilidad de utilizar ajustes más amplios en estas funciones de modo de asegurar la supervivencia del vínculo entre el GD y el sistema aislado.
- En la medida que se produzcan fluctuaciones de carga leves, la isla podría mantenerse operativa, siempre y cuando se mueva dentro de los límites reglamentarios en régimen permanente para la frecuencia y tensión. Por otra parte cambios bruscos de carga de hasta 0,5MW generan transitorios admisibles por lo que se mostró en las simulaciones.

7.2. Cortocircuitos

7.2.1. Introducción

En esta sección se presentará el estudio de cortocircuitos realizado sobre el caso de estudio. En primer lugar se presentarán las características generales de la red en lo que respecta a niveles de cortocircuito. Luego se avanzará con el cálculo de los cortocircuitos que particularmente son de interés para evaluar el desempeño del SdP existente en el caso de estudio y proponer varias alternativas, entre ellas una solución con relés de sobrecorriente como la presentada en [28], la que fue comentada en sus aspectos fundamentales en 2.5.4.

7.2.2. Comportamiento general de la red estudiada

En 4 se presentó la red objeto de análisis de esta Tesis (la cual se muestra nuevamente por practicidad en la figura 7.14), comentando su topología, características de generación, carga y protecciones existentes. Con respecto puntualmente al análisis del SdP, en 4.7 se presentaron las funciones de protección utilizadas y algunos de sus ajustes. En esta sección se intenta evaluar mediante simulaciones las características de la red existente en lo referente a faltas.

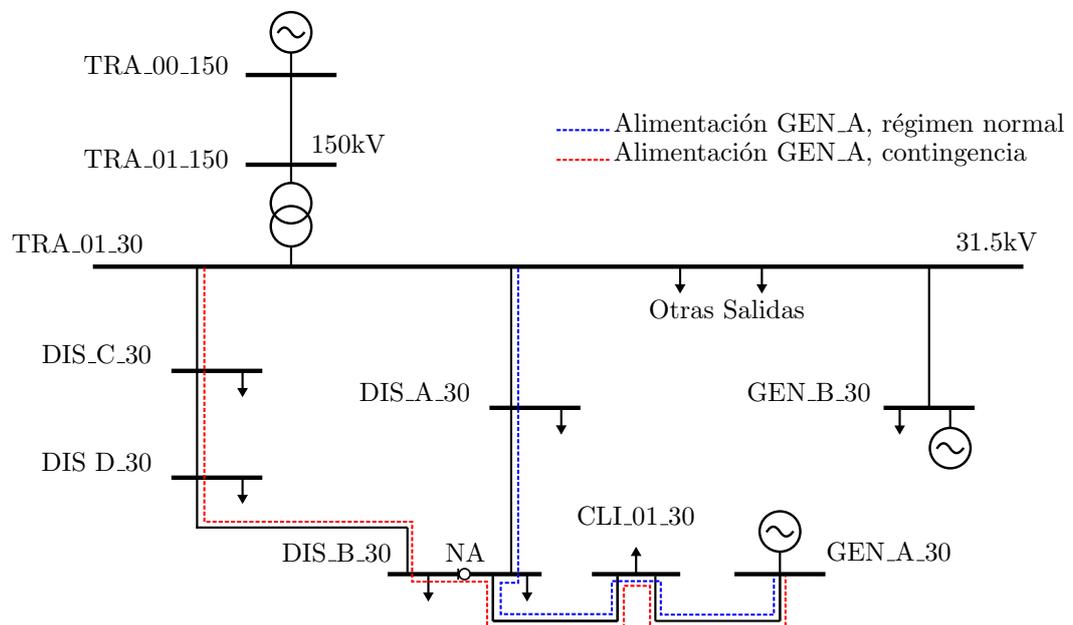


Figura 7.14: Unifilar de la red bajo estudio.

Esta red fue modelada en PSS/E tal como se describe en el Capítulo 5. Utilizando entonces el módulo de cálculo de cortocircuitos de este programa se han realizado las simulaciones que presentaremos a continuación. Se utiliza en todos los casos la reactancia subtransitoria para evaluar el aporte al cortocircuito de los

Capítulo 7. Simulaciones

generadores GEN_A y GEN_B. Esta hipótesis conservadora representa los primeros ciclos del transitorio, con los mayores valores de corriente de cortocircuito. Se puede perder representatividad si se trata de faltas con tiempo de despeje muy prolongado donde la reactancia de la máquina síncrona toma valores mayores.

Escenarios de la red de transmisión

Un primer aspecto a definir son los distintos escenarios de potencia de cortocircuito disponible en la barra TRA_01_30 desde la red de transmisión. Esto depende básicamente de dos elementos:

- El escenario considerado para la red de transmisión propiamente dicha.
- El transformador que esté alimentando la barra de 31.5kV desde la de 150kV (T1 o T2A+T2B, ver 4.2).

Se tienen dos escenarios para el equivalente de Thévenin en la barra TRA_00_150, denominados en adelante *máxima* y *mínima*, cuyos parámetros completos se presentan en el Apéndice B.0.1. Estos dos escenarios presentan diferencias en la potencia de cortocircuito en dicho nodo de aproximadamente 14%. Ahora bien, si se considera la impedancia equivalente total de la red de transmisión en la barra TRA_01_150, al considerar además la línea aérea de 150kV de 137km de longitud entre TRA_00 y TRA_01 la situación cambia radicalmente ya que esa línea tiene una impedancia más de 5 veces mayor que el equivalente anterior. Por lo tanto, en la barra TRA_01_150, los escenarios máxima y mínima tienen una diferencia de tan solo 2.4% en potencia de cortocircuito. Si se contempla además la impedancia del transformador, del lado de 31.5kV la diferencia se reduce a tan solo 1.3%.

Con respecto a los transformadores reductores, el paralelo T2A+T2B presenta una impedancia de secuencia positiva 36% mayor que T1 (recordar que T1 es de 40MVA mientras que T2A+T2B totalizan 30MVA).

Finalmente, la impedancia de los transformadores y la del sistema de transmisión visto desde la barra TRA_01_150 son prácticamente iguales.

Por lo tanto se concluye que la potencia de cortocircuito de la red de transmisión está casi totalmente definida por el transformador que esté siendo utilizado para alimentar la barra TRA_01_30, tal como se resume en la tabla siguiente donde se presenta la corriente proveniente de la red de transmisión para una falla 3F en la barra TRA_01_30:

Escenario TRA	Transformador	I_{cc} (A)	I_{cc}/I_{ccmax}
máxima	T1	3435	1.00
mínima	T1	3390	0.99
máxima	T2A+T2B	3021	0.88
mínima	T2A+T2B	2986	0.87

Tabla 7.2: Variación en la corriente de CC según los escenarios de alimentación.

Aporte al cortocircuito de GD

Otro punto que fue investigado a partir de la red modelada fue la relación entre las corrientes de cortocircuito que aporta la red de transmisión y el aporte de los generadores GEN_A y GEN_B, a los efectos de evaluar si los mismos resultan relevantes. Para ello se simuló una falta 3F en la barra TRA_01_30, obteniendo los resultados presentados en la figura 7.15. Se muestran en la figura los aportes a la falta, a nivel 31.5kV. El caso presentado se basa en el escenario de máxima en la red de transmisión y el transformador T1 en servicio, por lo que es el caso de mayor aporte desde la red. Se observa que ambos GD aportan valores similares de corriente y se tiene una relación $I_{cc\ red}/I_{cc\ GD} = 2,4$ (que se reduce a 2.1 si se considera T2A+T2B en servicio y el escenario de mínima) lo que muestra que el aporte de los GD no es para nada despreciable ante un CC en la barra TRA_01_30.

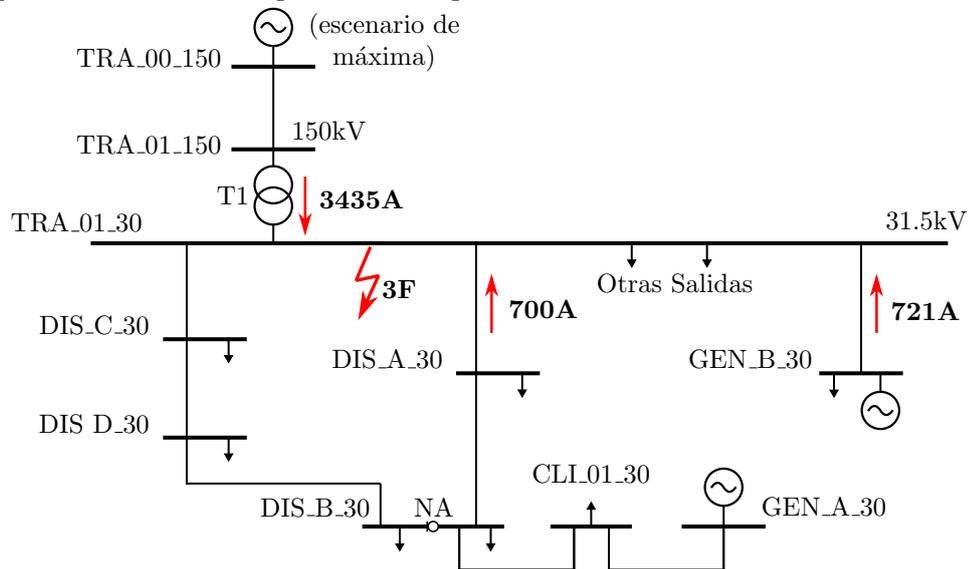


Figura 7.15: Aportes al cortocircuito de red de transmisión y GD.

Variaciones en la corriente de CC 3F sobre radial DIS_A

El siguiente estudio realizado comprendió evaluar la variación de la corriente de cortocircuito a lo largo del radial DIS_A, a causa de la impedancia de la línea. Se simularon faltas 3F en la cabecera del circuito (punto 1, inmediatamente aguas abajo del TI) y en las estaciones intermedias (puntos 2 a 5, ver figura 7.16, evaluando la corriente que vería el relé de la cabecera para faltas en cada ubicación.

Se observa que la corriente de cortocircuito se reduce un 45% para faltas a lo largo de toda la extensión del radial, las estaciones DIS_A y DIS_B están relativamente próximas por lo que los cortocircuitos en esas barras tienen corriente similar, lo mismo sucede con CLI_01 y GEN_A. Si bien el radial tiene una extensión total relativamente corta (menos de 9 km) la impedancia de las líneas/cables tiene una magnitud comparable a la impedancia equivalente vista desde la barra TRA_01_30 hacia la red de transmisión, por lo que la corriente muestra una sensible dependencia de la posición de la falta sobre la línea.

Capítulo 7. Simulaciones

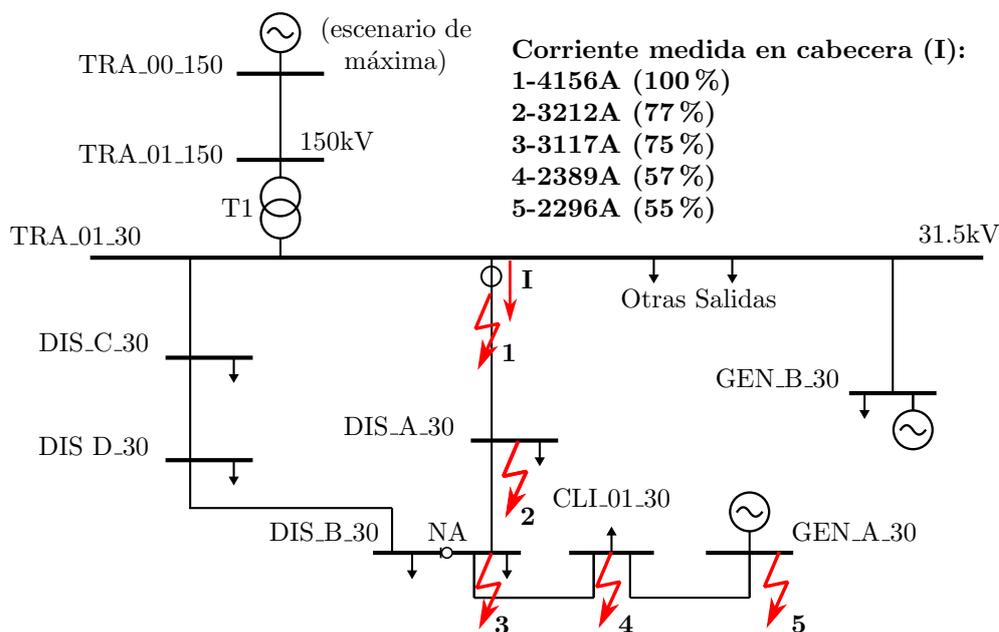


Figura 7.16: Variación en la corriente de cortocircuito 3F a lo largo del radial DIS_A.

Faltas FT

Otro aspecto que se investigó es el comportamiento ante faltas FT en la red de interés. Como se comentaba en la sección 4.2 la red de 31.5kV está aterrada en la estación TRA_01, mediante una resistencia de 50Ω (en el caso de alimentarse desde T1) o desde la misma resistencia a través de un transformador zig-zag (ya que T2A y T2B disponen de secundario en triángulo). El resto de la red de 31.5kV no posee otros aterramientos ya que los transformadores en todas las estaciones y clientes son de conexión triángulo del lado 31.5kV. El único aterramiento presente es de un valor relativamente grande lo que acota las corriente de falta a tierra (aproximadamente a $1/10$ de los valores de falta trifásica). En forma similar al ejemplo anterior, se simularon faltas FT a lo largo del del radial DIS_A, con resistencia de falta nula. En la figura 7.17 se muestra la corriente residual vista por el relé de cabecera para las distintas posiciones de la falta.

Se observa que el valor de corriente residual es prácticamente insensible a la posición de la falta a lo largo de la línea. Este comportamiento se debe a que la impedancia de secuencia cero correspondiente al aterramiento en TRA_01 domina ampliamente sobre las demás impedancias de secuencia del sistema. Considerando un aterramiento con 50Ω (el cual produce un efecto equivalente por fase de 150Ω) el impacto de las impedancias del resto de los elementos de la red resulta prácticamente despreciable (orden de Ohms).

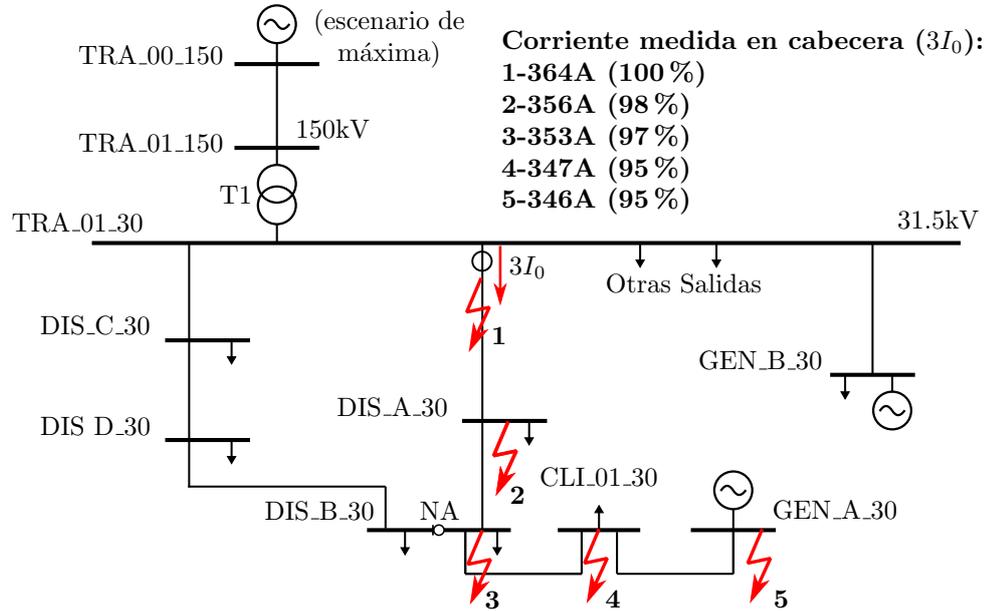


Figura 7.17: Variación en la corriente de cortocircuito FT a lo largo del radial DIS.A.

En el punto de falta la tensión de secuencia negativa es prácticamente nula y las secuencias positiva y cero son casi iguales, situación que se corresponde con un desplazamiento casi total del neutro hasta la tensión de la fase en falta. En esta situación las fases sanas elevan su tensión prácticamente en un factor de $\sqrt{3}$ respecto a lo normal mientras que la tensión en la fase en falta casi colapsa totalmente en distintos puntos de la red (en el punto en falta lógicamente se anula). En la figura 7.18 se ejemplifica esta situación representando el diagrama fasorial que se obtiene en el punto de falta para el caso de una falta FT en la barra TRA_01_30.

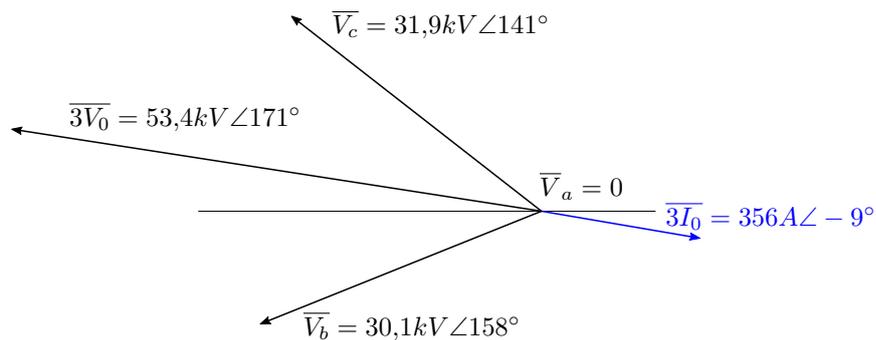


Figura 7.18: Diagrama fasorial de tensiones, falta FT en barra TRA_01_30.

Se observa que la corriente residual presenta un ángulo de 180° respecto a la tensión residual debido a que la impedancia homopolar es prácticamente resistiva pura.

Capítulo 7. Simulaciones

Esta red podría clasificarse como un sistema aterrado con alta impedancia, en el sentido que el desplazamiento del neutro es casi total, de forma similar que en un sistema de neutro aislado. Con la diferencia respecto a este último de que la corriente es sensiblemente mayor (orden de cientos de Amperes, contra orden de Amperes que se tendría en un sistema de neutro aislado, aterrado solamente por las capacidades de las líneas y sobre todo cables). Sin embargo alguna bibliografía [13] lo colocaría en la categoría de aterrado con baja impedancia, dado que las corrientes son relativamente altas comparadas con las típicas de los sistemas de alta impedancia (decenas de A).

El caso ilustrado en las figuras 7.17 y 7.18 corresponde a una alimentación a través del transformador T1, el cual cuenta con un aterramiento directo del neutro. En el caso que estén operativos T2A y T2B como se comentó anteriormente, se agrega un transformador de aterramiento zig-zag, cuyo neutro se conecta a la misma resistencia de 50Ω . Esto altera ligeramente los resultados ya que el propio transformador zig-zag tiene una reactancia homopolar de 40Ω por fase. Al ser ésta prácticamente inductiva pura, y combinarla con la resistencia de neutro se tiene un aterramiento altamente resistivo pero con una pequeña componente inductiva. Esto hace que el desfase entre $3V_0$ e $3I_0$ ya no sea exactamente 180° . Además como la impedancia de secuencia cero es mayor que en el caso anterior las corrientes de falta a tierra se reducen levemente (aproximadamente 6% según las simulaciones realizadas) si bien el comportamiento general se mantiene (poca sensibilidad de $3I_0$ a la ubicación de la falta).

Otra observación a partir las simulaciones realizadas es que conforme la falta se acerca a GEN_A, la conexión del mismo cambia los valores de corriente residual en la cabecera (un 5% aprox.). Este efecto se debe a que el generador si bien aislado para la secuencia cero, hace bajar la impedancia de secuencia positiva y negativa vista desde la falta, al aportar corriente de cortocircuito de esas secuencias. Esto hace que se tenga mayor corriente de falla de las tres secuencias.

Se simularon para las mismas ubicaciones de las faltas la incidencia de los GD (conectados o no), y de la alimentación desde la red (T1 o T2A+T2B). El porcentaje máximo de variación de la corriente de falta vista en la cabecera para faltas a lo largo del radial varía entre 5 y 10%.

Aportes de corriente capacitiva de los radiales

Se evaluaron también los aportes de corriente capacitiva de los distintos radiales. Se simularon faltas FT en la barra TRA_01.30 computando el aporte de corriente residual por los radiales modelados. Se observó un aporte de 6,4A para el radial DIS_A (alimentando GEN_A, o sea con su extensión completa) y 2,0A para el radial GEN_B³.

Tal como se preveía, las corrientes capacitivas son pequeñas y están lejos de los valores de arranque de las funciones de tierra, siendo por lo tanto despreciables

³Si bien el segundo caso presenta mayor extensión en km que el primero, al haber aproximadamente 1500m de cable en el radial DIS_A eso genera un aporte mayor de corriente capacitiva.

en esta red a los efectos de la función de sobrecorriente residual.

Faltas 2F y 2FT

Para completar el análisis general, se simularon faltas 2F con y sin contacto con tierra, para evaluar su magnitud en relación a las fallas 3F y FT.

Para ello se simuló una falta 2F (aislada de tierra) en la barra DIS_A, registrando desde la cabecera del radial los valores de corriente de las tres fases. Sobre las dos fases en falta se registraron valores de corriente del orden de 80-85 % de la corriente de falta trifásica en las mismas condiciones, según el escenario considerado. Esto está dentro de lo esperado ya que teóricamente una falta 2F franca y sin contacto con tierra debería presentar una corriente de valor $\sqrt{3}/2 * I_{3F}$ (asumiendo $Z_1 = Z_2$, lo que no se cumple exactamente en la red estudiada dada la cercanía de los GD que poseen $Z_1 \neq Z_2$ y pesan en la impedancia vista total desde los puntos de falta analizados).

En el caso de la falta 2FT se simuló en la misma ubicación y se observó que desde la cabecera del radial se mide una corriente de fase levemente superior al caso 2F pero menor al 3F. Además al involucrar tierra, se registró la corriente residual del caso, obteniéndose valores del entorno del 50 % del valor para falta FT. Esto también tiene sentido ya que en casos como el estudiado donde se tiene un aterramiento de elevada impedancia, la falta 2FT es esencialmente equivalente a 2F. En redes aterradas rígidamente o con múltiples aterramientos (lo que redundaría en un bajo valor de Z_0 visto desde la falta) la corriente de fase para una falta 2FT puede igualar e incluso superar la corriente de falla 3F.

7.2.3. Comportamiento del SdP existente

En la sección anterior se resumen las simulaciones realizadas para caracterizar el comportamiento ante cortocircuitos de la red bajo estudio, considerando la participación de los GD y el efecto de los mismos en el sistema. En la presente sección se evaluará el desempeño del SdP existente. A partir de eso, en la siguiente sección se propone una alternativa para proteger la alimentación a GEN_A.

Primeramente corresponde recordar que no se obtuvieron los ajustes completos de todas las protecciones del radial, asunto que se trata con mayor detalle en la sección 4.7. Sí se cuenta con información detallada del SdP de cabecera, por lo tanto se evaluará el desempeño del mismo mediante simulaciones.

Radial DIS_A - Funciones de sobrecorriente de fases

El radial DIS_A representa la alimentación normal para GEN_A, como se muestra en la figura 7.19.

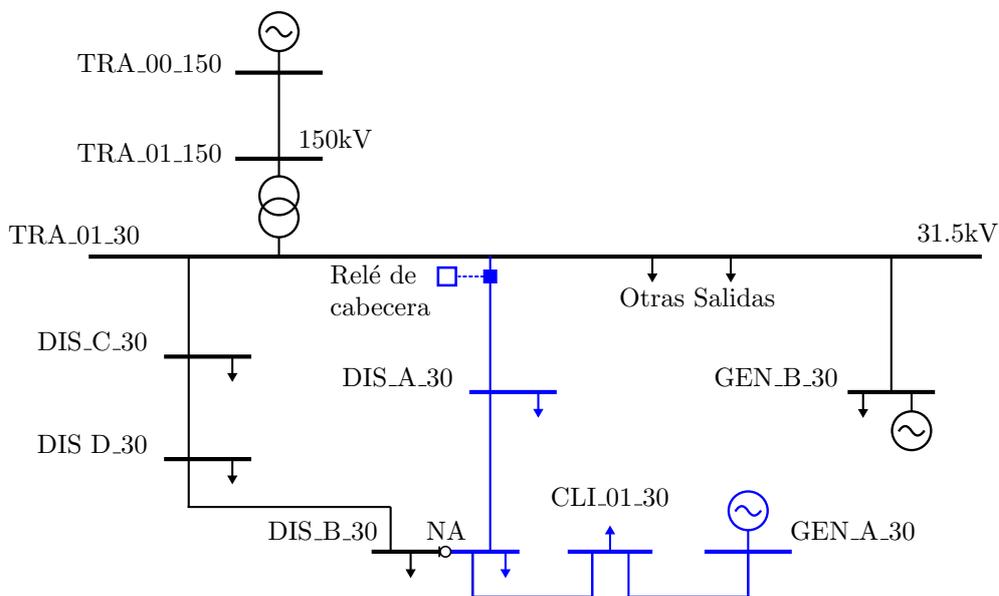


Figura 7.19: Unifilar radial DIS_A.

En la sección 4.7 se presentaron los ajustes actuales para el relé de cabecera. Considerando como es usual faltas 3F para determinar el alcance de las funciones de sobrecorriente de fases, se observa que para los distintos casos de generación, la función instantánea (50) en la cabecera tiene el alcance mostrado en el cuadro siguiente:

7.2. Cortocircuitos

Red TRA	Transformador	GEN_B	Alcance	% long. radial
mínima	T2A+T2B	OFF	70 % línea TRA_01-DIS_A	22
máxima	T1	OFF	10 % línea DIS_B-CLI_01	46
mínima	T2A+T2B	ON	35 % línea DIS_B-CLI_01	61
máxima	T1	ON	65 % línea DIS_B-CLI_01	74

Tabla 7.3: Alcance función 50 de fases, relé de cabecera radial DIS_A.

Tal como se observa en el cuadro anterior, para el caso de menor aporte de corriente desde aguas arriba la función alcanza menos de la extensión total del primer tramo de línea, pero para los otros tres casos simulados, con mayor aporte, se observa que se sobrealcanza las estaciones DIS_A y DIS_B. En la última columna se muestra el porcentaje del radial cubierto por la función 50 (en distancia, no eléctricamente).

A partir de estos resultados se concluye que tal como se adelantaba en 4.7 la protección instantánea de sobrecorriente de cabecera no podrá coordinar por corriente con protecciones de sobrecorriente como las instaladas en las salidas de DIS_A y DIS_B dado que sobrealcanza ampliamente estas estaciones en varios casos.

Se observa que para los tres grupos de ajustes esta función tiene el mismo valor de corriente ajustado, siendo no direccionales para los grupos 2 y 3 ya que la direccionalidad no es necesaria por no haber generación en el radial DIS_A. El alcance de la función es variable al entrar o salir de servicio GEN_B por ejemplo, ya que no se modifica el ajuste por este cambio en la potencia de cortocircuito disponible.

Respecto al ángulo fijado para la función direccional, las simulaciones indican una coincidencia importante, ante una falta trifásica se midió en la cabecera corriente en retraso de unos 50° respecto de la tensión, confirmándose el valor de ángulo característico fijado para la protección direccional.

En cuanto a la necesidad de direccionalidad de la protección de fases, cuando GEN_A está operativo el aporte máximo hacia atrás (visto por el relé de cabecera) ocurre cuando se produce una falta 3F en la barra TRA_01_30, e implica una corriente de aproximadamente 700A, superior al valor de arranque de la función 51 (fig. 7.20) ⁴.

⁴Este valor de corriente de falta se obtuvo bajo la hipótesis de carga mínima en todas las estaciones intermedias, aspecto que afecta mínimamente los resultados pero fue considerado ya que en esta situación se maximiza el aporte hacia la barra de GEN_A.

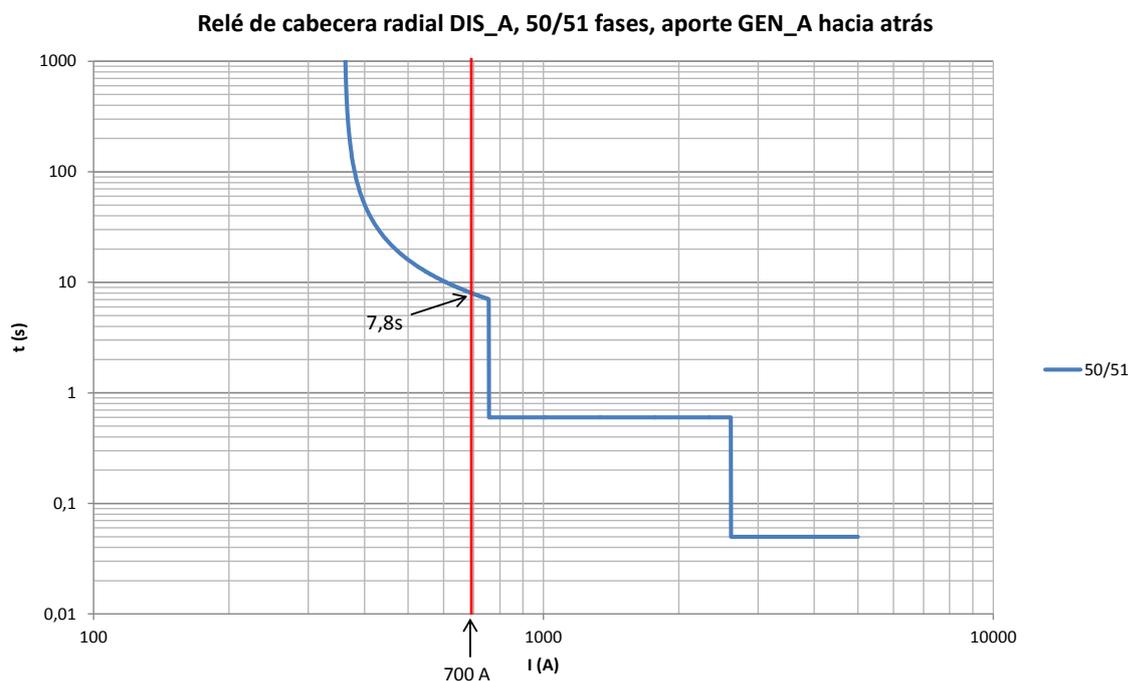


Figura 7.20: Tiempo de actuación 50/51 fases, relé cabecera DIS_A, para aporte hacia atrás GEN_A.

Observando la curva de actuación de la función 51, se ve que difícilmente podría generarse un disparo innecesario del radial DIS_A ante una falta en la salida de otro radial de TRA_01 ya que una falta como ésta sería de una corriente tal que se despejaría casi instantáneamente por su respectivo relé de cabecera, antes de que llegase a actuar la función 51 del radial DIS_A (el tiempo de actuación sería de 7.8s, ver fig. 7.20) ⁵.

Radial DIS_A - Funciones de sobrecorriente de tierra

La protección de sobrecorriente de tierra en la cabecera del radial DIS_A posee un disparo instantáneo ajustado en 120A. En función de los valores de corriente de falta FT presentes en el radial mostrados en 7.2.2 puede verse que la función instantánea cubre faltas FT en el 100 % del radial (con resistencia de falta nula). Esto ha sido verificado aún para los casos de menor corriente de falta FT (aterramiento a través del zig-zag, GEN_A y GEN_B desconectados), en todos los casos se superan los 300A de corriente residual en la cabecera, ver fig. 7.21. Se han representado escenarios con los GDs operando o fuera de servicio, así como con el trafo T1 o T2A+T2B en TRA_01 (lo que deriva en aterramiento mediante $R = 50\Omega$ o mediante el zig-zag más la misma resistencia, más restrictivo en corriente de falta).

⁵Cabe señalar que el análisis anterior se basa en un aporte desde el GD calculado con la reactancia subtransitoria, la corriente real que podría aportar el GD ante una falta real es muy inferior en esas escalas de tiempo (ver 7.2.2).

7.2. Cortocircuitos

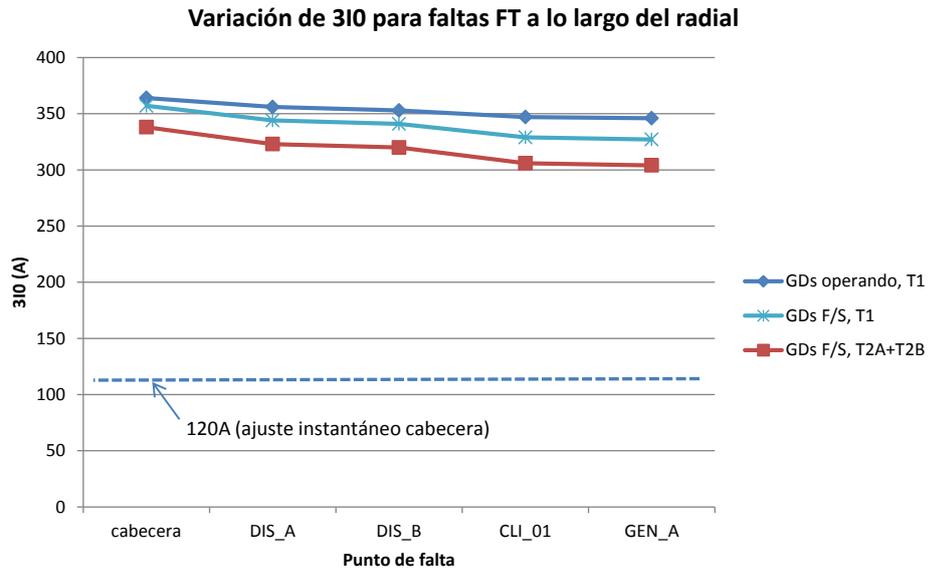


Figura 7.21: Variación de $3I_0$ según posición de falta y distintos escenarios.

Analizando el impacto de la resistencia de falta (R_f), se simularon fallas FT con $R_f = 25, 50, 75, 100\Omega$ en distintos puntos del radial, registrando la corriente residual vista por el relé de cabecera:

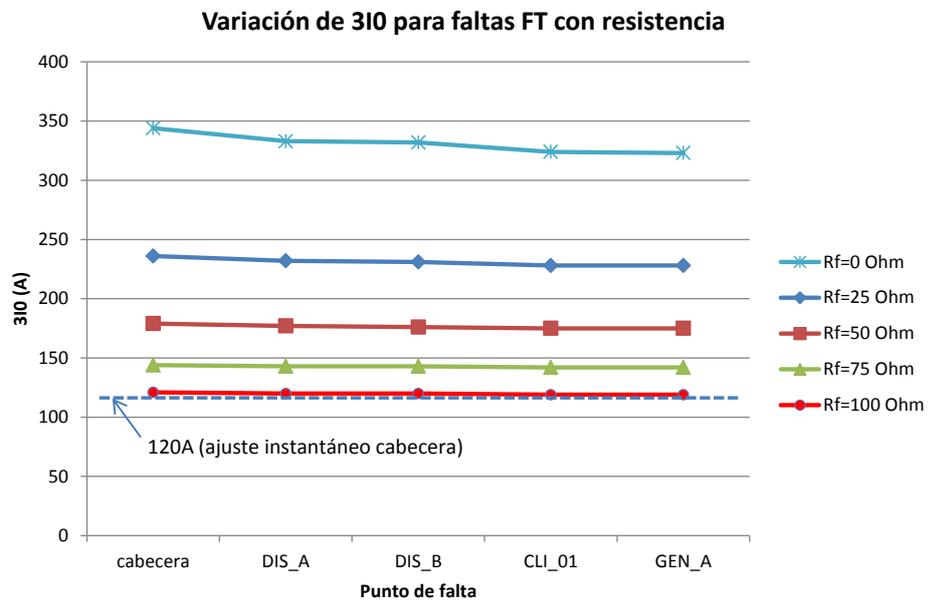


Figura 7.22: Variación de $3I_0$ según posición de falta y R_f .

Capítulo 7. Simulaciones

Tal como se observa en la figura 7.22 a medida que aumenta la resistencia de falta se va reduciendo la corriente, a la vez que se vuelve más constante entre las distintas ubicaciones de la falla. De la reducción de un 5% en el caso $R_f = 0\Omega$ se pasa a menos de 1% para el caso con $R_f = 100\Omega$. Se observa también que la función de sobrecorriente de cabecera despejaría en forma instantánea faltas en todo el radial, con resistencia de falta de hasta 100Ω , dejando nulo margen de coordinación con las protecciones aguas abajo. El caso se ha simulado para una combinación determinada de generación y alimentación, sin embargo no cambia sustancialmente para los otros casos, estando el valor de resistencia de falta límite en el entorno de los 100Ω .

Faltas de mayores impedancias serán despejadas por la función 51G la cual en función de los tiempos podría eventualmente coordinar con protecciones de distribución.

Radial DIS_C - Funciones de sobrecorriente de fases

Este caso interesa por ser la alimentación alternativa para GEN_A, como se muestra en la figura 7.23, donde se observa la barra DIS_B.30 totalmente alimentada desde DIS_D contrario al caso normal donde esta estación solo alimenta media barra.

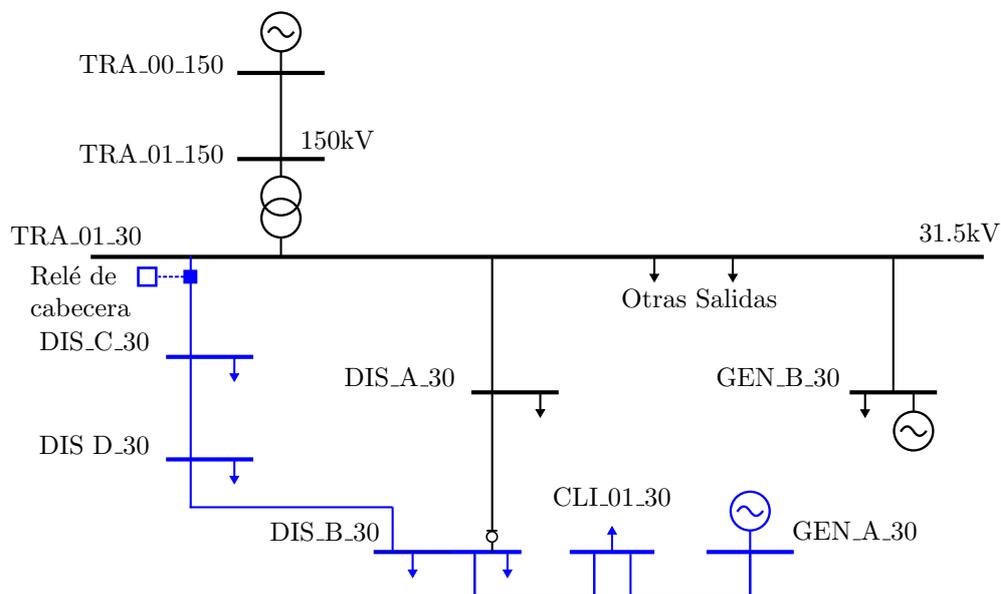


Figura 7.23: Unifilar radial DIS_C.

Como principal diferencia con el radial DIS_A, la función de sobrecorriente instantánea de fases está ajustada a una corriente sensiblemente mayor ($3500A$ en lugar de $2610A$), lo que tiene impacto en el alcance de esta protección para faltas a lo largo del radial. Al igual que en el caso anterior, para los distintos escenarios de generación y alimentación se simuló el punto del radial donde una falta 3F

7.2. Cortocircuitos

supera el umbral de ajuste de la función, resultados que se muestran en el cuadro siguiente.

Red TRA	Transformador	GEN_B	Alcance	% long. radial
mínima	T2A+T2B	OFF	-	-
máxima	T1	OFF	-	-
mínima	T2A+T2B	ON	40 % línea TRA_01-DIS_C	5
máxima	T1	ON	7 % línea DIS_C-DIS_D	14

Tabla 7.4: Alcance función 50 de fases, relé de cabecera radial DIS_C.

En los dos casos donde GEN_B no está aportando no se llega a tener 3500A de corriente de falta, ni siquiera en la propia barra TRA_01_30, por lo tanto en esos casos no llegaría a actuar la protección instantánea, despejándose la falta con el segundo escalón de tiempo definido (0,6s). Se observa que con GEN_B aportando a la barra la corriente aumenta de modo que la función instantánea cubre faltas en parte de la primera sección del radial, o en parte de la segunda. Con respecto al caso anterior se puede ver que el aumento del ajuste de la función 50 ha repercutido lógicamente en un recorte sensible del alcance a lo largo del radial.

Este ajuste parece más razonable considerando coordinación con las estaciones de distribución aguas abajo. Si bien no se dispone de los ajustes de éstas, se observa que al menos para la estación DIS_D se tiene suficiente margen para coordinar ya que en ese punto del radial la protección de cabecera actúa en tiempos de 0,6s, de modo que es factible que exista un nivel de coordinación en este radial. Además el radial DIS_C tiene secciones de línea algo más largas que el radial DIS_A, lo cual colabora para tener mayor reducción de corriente de falta con la distancia y por ende mayor facilidad para coordinar.

Finalmente e igual que para la alimentación normal, se evaluó el máximo aporte hacia atrás de GEN_A para una falta 3F en la barra TRA_01_30. Nuevamente, este caso se simula en una condición de mínimo consumo de las estaciones intermedias, a los efectos de representar un máximo aporte a la falta.

Se observa que el aporte del generador esta vez es aún menor ya que el radial DIS_C tiene mayor impedancia asociada a líneas. Nuevamente se puede apreciar que dados los ajustes existentes, la actuación se daría en la parte temporizada de la protección, con tiempos muy largos, por lo que tampoco se evidencia la necesidad de que la función sea direccional en este caso (al menos con estos ajustes).

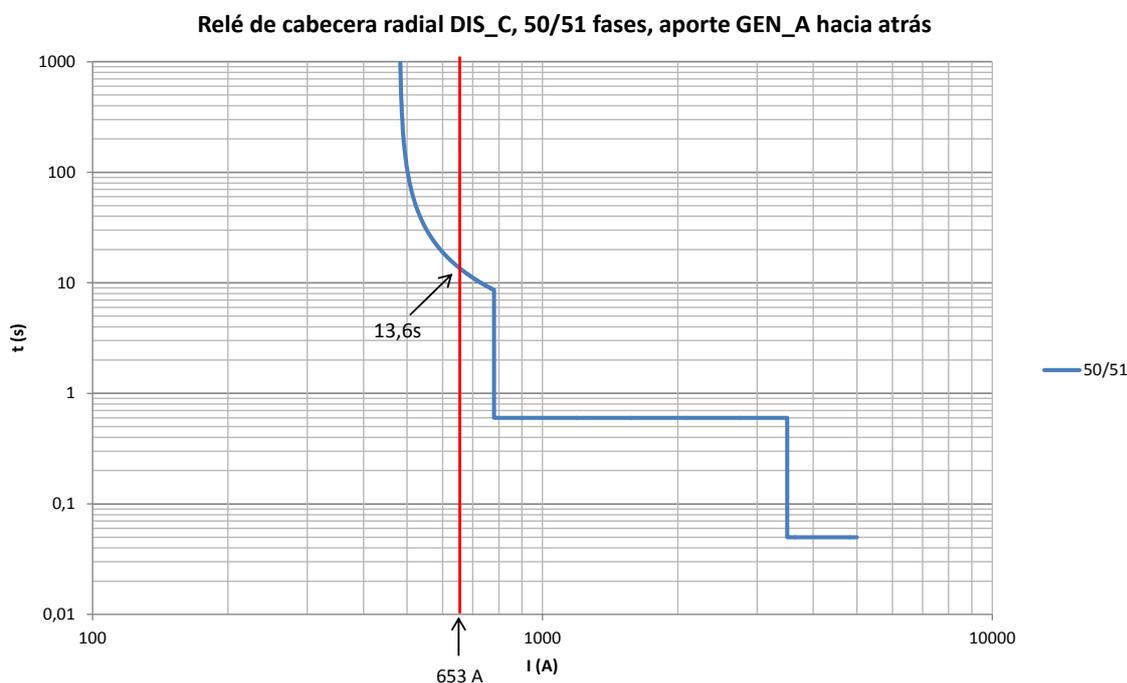


Figura 7.24: Tiempo de actuación 50/51 fases, relé cabecera DIS_C, para aporte hacia atrás GEN_A.

Radial DIS_C - Funciones de sobrecorriente de tierra

Para el caso de la función de tierra, se tiene nuevamente en este caso un aumento del ajuste instantáneo respecto al radial DIS_A. Se simuló nuevamente faltas FT a lo largo del radial, observándose un comportamiento similar, como diferencia de que al ser un radial más largo (desde la cabecera hasta GEN_A totaliza 12.5km contra 9km del radial DIS_A) la reducción de la corriente de falta conforme la falta se aleja de TRA_01 es algo mayor: se registró una reducción máxima de 14 % en el caso extremo (GDs fuera de servicio y aterramiento mediante el zig-zag) y una reducción mínima de 5 % para el aterramiento directo con 50Ω y los GD operando.

Sin embargo el punto más importante a destacar en este caso es que el alcance de la función 50G es bien diferente que para DIS_A. Computando las corrientes en la cabecera del radial para los distintos casos de generación y aterramiento, se llega al resultado de la fig. 7.25.

Se observa que el valor ajustado para la función 50G (330A) alcanza distintos puntos del radial según el caso que se trate. En realidad las variaciones de un escenario a otro son relativamente pequeñas pero el ajuste elegido afecta sensiblemente el comportamiento. Entonces, considerando además que en las tres tablas de ajustes implementadas para el relé esta función se ajusta del mismo modo, pueden tenerse situaciones de operación en las cuales no actúe la misma (y las faltas sean despejadas por la temporizada) y otras en que faltas a lo largo de todo el radial sean despejadas instantáneamente. La segunda situación imposibilita cualquier coordinación con las protecciones de tierra de las estaciones de distribución aguas abajo.

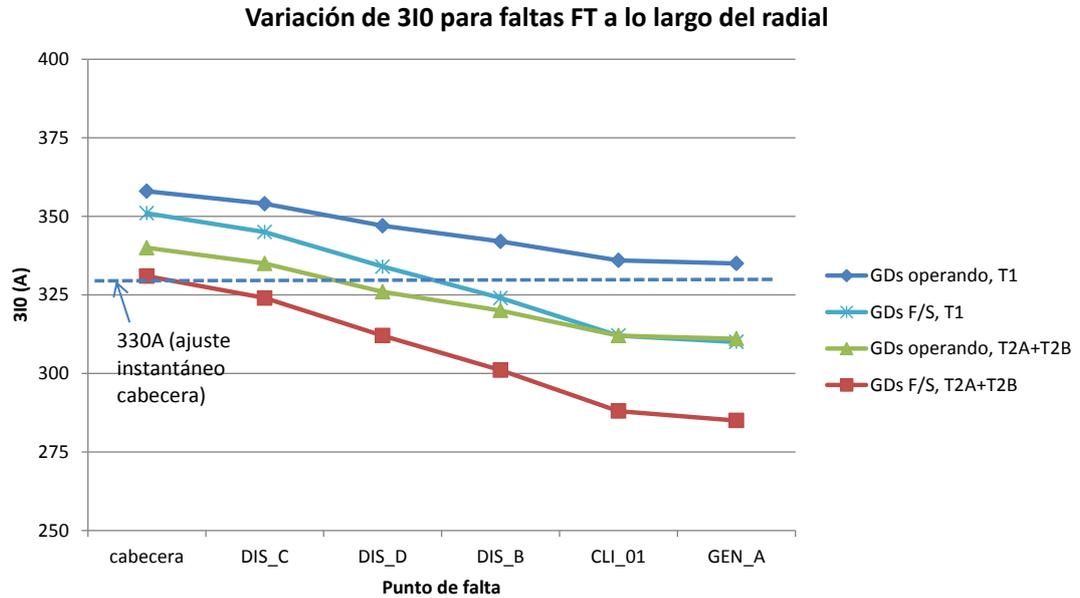


Figura 7.25: Variación de $3I_0$ según posición de falta y distintos escenarios.

Comportamiento del SdP existente - conclusiones

En virtud de lo analizado se puede extraer las siguientes conclusiones:

En el radial DIS_A (alimentación normal a GEN_A):

- En el caso de la sobrecorriente de fases, la misma tiene un alcance variable según la combinación de alimentación desde transmisión y los GD operativos (sobrealcanzando en los casos extremos hasta dos estaciones intermedias). Entonces si bien para una alimentación dada la corriente tiene una reducción significativa para faltas a lo largo del radial, esto queda disimulado por las variaciones de potencia de CC disponible en la barra TRA_01_30.

La variación de alcance en los distintos escenarios imposibilita realizar ajustes finos que permitan coordinar por corriente con las protecciones aguas abajo. Podría hacerse frente a este problema con lógicas que permitieran conocer con mayor precisión la potencia de CC en la cabecera del radial. De cualquier modo, a los efectos de tener una coordinación razonable con alguna estación aguas abajo seguramente deba aumentarse el ajuste de sobrecorriente instantáneo, de modo similar a lo que se tiene en el radial DIS_C de modo de al menos no sobrealcanzar la estación DIS_B.

- Para las faltas FT la corriente residual vista por el relé de cabecera es prácticamente independiente de la ubicación de la falta, lo que solo deja margen en

Capítulo 7. Simulaciones

un esquema de sobrecorriente para una coordinación por tiempo. Esta opción retardaría la operación para faltas en el primer tramo del radial a costa de un tiempo para coordinar con una protección de tierra instantánea aguas abajo. El ajuste instantáneo elegido para este radial hace que sin importar el escenario considerado, se alcance la totalidad del radial.

Si se considera que las faltas FT son las ampliamente mayoritarias en líneas aéreas, parece necesario modificar el ajuste de sobrecorriente de tierra del relé de cabecera. En la situación actual, faltas FT en el tramo de 4km entre DIS_B y CLI.01 provocarían la desconexión de todo el radial, dejando sin alimentación gran parte de la ciudad atendida por las estaciones DIS_A y DIS_B. En opinión del autor este punto podría ser optimizado, generando una adecuada coordinación entre ambas secciones de línea, evitando sacar todo el radial desde la cabecera cuando no es necesario.

En el radial DIS_C (alimentación alternativa a GEN_A):

- Con respecto a la sobrecorriente de fases en la cabecera, el ajuste actual implica un alcance sensiblemente menor que en el caso del radial DIS_A. Sin embargo la dependencia de este alcance respecto al escenario de alimentación es igual que para el caso anterior. De todas formas este valor ajustado permitiría una coordinación al menos con la estación DIS_D.
- La unidad de sobrecorriente de tierra alcanza parte o todo el radial, dependiendo esencialmente del escenario de aterramiento de la red.

En general:

- Los relés de cabecera utilizan tres tablas de ajustes, con la intención de diferenciar el comportamiento ante tres situaciones bien diferentes: aporte del GD del radial, sin aporte del GD del radial propio pero con aporte de otro GD a la barra, y sin GDs. En líneas generales se comparte esta separación de casos, los estudios realizados muestran que en particular la conexión o no de GEN_B cambia sensiblemente el aporte al CC en el radial. Por otra parte también tiene incidencia si el sistema de 31.5kV se alimenta desde T1 o desde T2A+T2B (como se comentó anteriormente, el uso de uno u otro transformador es rotativo en la operación normal de la estación TRA_01). En lo que respecta a faltas 3F, la incidencia de este cambio de transformador es menor que la de la conexión o no de GEN_B ⁶. Para las faltas FT en cambio, la conexión o no de GEN_B cambia poco el comportamiento (por estar aislado para la secuencia cero) y los valores dependen esencialmente del aterramiento en TRA_01.

Se destaca en este punto que las distintas tablas de ajustes implementadas para el relé mantienen los mismos ajustes, solamente se utilizan para separar las funciones direccionales para el caso con generación en el radial, además de desactivar en los otros casos la función anti-isla por no ser necesaria.

⁶Considerando los primeros ciclos de la falta.

- Las simulaciones realizadas no muestran la necesidad de utilizar protecciones direccionales, en la medida que para las faltas 3F el máximo aporte “hacia atrás” es tal que la protección actuaría en tiempos demasiado largos (se entiende que la desconexión del GD se produciría por otros medios en tiempos muy inferiores, protecciones propias o estaciones intermedias de distribución). En cuanto a las protecciones de sobrecorriente de tierra, tampoco parece justificado el uso de funciones direccionales, ya que no se dan las condiciones que podrían requerir esto: no existe más que un único punto de aterramiento en la estación TRA_01 y por otra parte las corrientes capacitivas de los radiales son muy inferiores a los valores de arranque de la protección.

Entonces, mas allá de una necesidad de estandarización de los ajustes de protecciones de este tipo de salidas, no se ve otra necesidad de utilizar funciones direccionales.

7.2.4. Propuestas de ajuste del SdP del radial DIS_A

Teniendo en cuenta el estudio que se ha realizado en las secciones anteriores, se desarrollarán a continuación algunas propuestas con la intención de mejorar el desempeño de las protecciones del radial DIS_A. Se presentarán propuestas con diferente nivel de complejidad, para cada una de las cuales se intentará ponderar además de ventajas y desventajas desde el punto de vista de su desempeño, una valoración en cuanto a inversiones a realizar.

Propuesta 1 - Coordinación sin comunicaciones

Tal como fue expuesto en las conclusiones de la sección anterior, el principal punto a mejorar en este radial es la coordinación, de modo de minimizar la porción desconectada del mismo ante faltas. Se presentará a continuación una propuesta simple, sin uso de sistemas de comunicación ⁷.

Considerando la ubicación de las estaciones de distribución a lo largo del radial, el autor entiende que la mejor solución es dividir el mismo en dos secciones con la estación DIS_B como punto frontera, conformando dos secciones, tal como se muestra en la fig. 7.26.

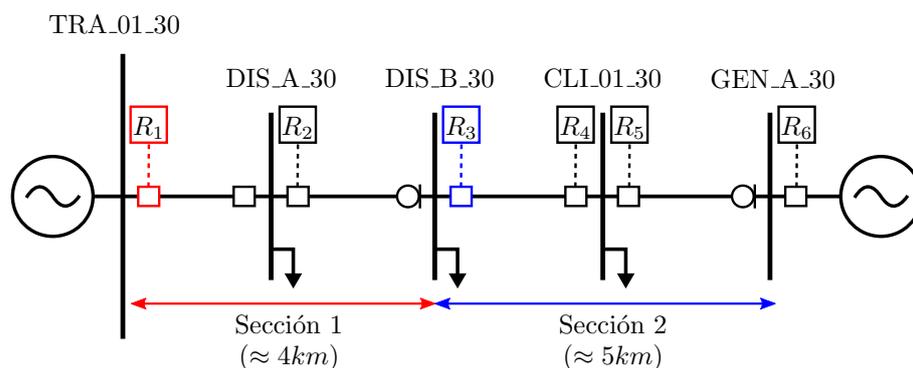


Figura 7.26: Secciones 1 y 2 a proteger, Propuesta 1.

Se justifica esta elección en los siguientes argumentos:

- Las estaciones DIS_A y DIS_B están relativamente próximas (1km) por lo que agregar una coordinación con relés de sobrecorriente entre ellas sería complejo sin utilizar comunicaciones.

⁷Esto refiere a que los principios de protección utilizados no son inherentemente dependientes de la comunicación, como sí lo es por ejemplo el diferencial de línea, que requiere un canal dedicado y rápido de comunicaciones para su funcionamiento. El radial se protegerá mediante funciones de sobrecorriente, pero sí se asume que se contará con información de estado de los generadores (ON/OFF) en las estaciones donde están los relés que se ajustan. Esto estrictamente requiere de un canal de comunicación, pero no de las mismas prestaciones que el necesario para un relé diferencial de línea.

- El tramo entre estas estaciones es enteramente en cable, lo que lo hace menos propenso a fallas que la línea aérea ⁸. Considerar además que se tiene solamente 1km en cable, y luego unos 4km de línea aérea aguas abajo de DIS_B.

Considerando lo anterior, se define entonces proteger ambas secciones de la línea mediante los relés R_1 y R_3 respectivamente. Se presentará primero el ajuste de fases de ambos relés pasando luego a los ajustes de tierra.

Ajuste de fases:

Dado que el esquema planteado no utiliza telecomunicaciones, los relés de sobrecorriente coordinarán por tiempo y por corriente. Para despejar faltas se utilizarán funciones de tiempo definido, las cuales se complementarán con curvas de tiempo inverso para los rangos de corrientes más bajos.

Como criterio general para la coordinación por corriente de las unidades de tiempo definido se utilizará un ajuste en 120 % de la corriente de falta máxima en el extremo que no se quiere sobrealcanzar (a modo de factor de seguridad). En la figura siguiente se muestra gráficamente este tipo de coordinación:

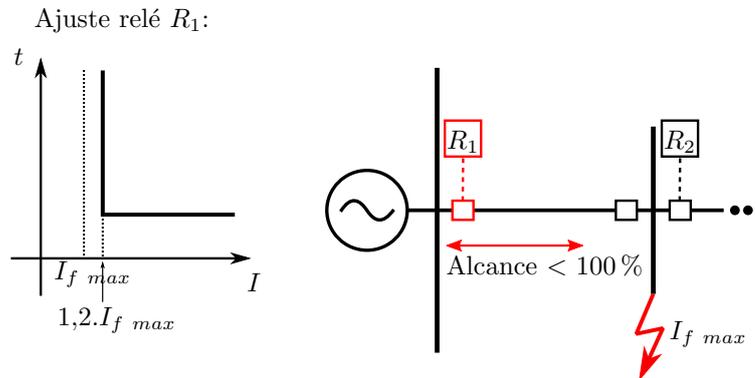


Figura 7.27: Criterio de ajuste subalcanzando.

Como se mostró en la sección anterior, el relé R_1 sobrealcanza la estación DIS_B en varios casos. Para poder coordinar con el relé de DIS_B (R_3), se debe aumentar el ajuste instantáneo de R_1 . Utilizando el criterio anterior se ajusta a **3715A** (la corriente vista por R_1 para una falta 3F en la barra DIS_B.30 es 3096A para el caso de máximo aporte).

Resta verificar el alcance cubierto por este ajuste. Para ello se simuló en PSS/E faltas 3F para los distintos escenarios de alimentación, obteniendo los siguientes resultados:

⁸Tasa de fallas estándar de UTE para subtransmisión: líneas aéreas-0.06 fallas/km/año, cable 0.04 fallas/km/año, en estado normal de las instalaciones [29]

Capítulo 7. Simulaciones

Red TRA	Transformador	GEN_B	Alcance (% de la sección 1)
mínima	T2A+T2B	OFF	no se alcanzan los 3715A
máxima	T1	OFF	no se alcanzan los 3715A
mínima	T2A+T2B	ON	no se alcanzan los 3715A
máxima	T1	ON	31 %

Tabla 7.5: Alcance función 50 de fases reajustada.

Como se observa, utilizando este ajuste, se tiene un alcance de solamente 31 % de la sección a proteger, y solo para el caso de alimentación máxima. Este alcance bajo se debe a la relación entre las impedancias de la alimentación y la línea a proteger. Se observa además que para otros escenarios de alimentación el alcance es nulo, o sea no se llega a operar con el instantáneo para faltas en ningún punto de la sección ya que la corriente es insuficiente.

Sin embargo si se cambiaran los ajustes para reflejar la baja en la potencia de CC disponible (por ejemplo en función de que GEN_B esté operativo o no) se podría emparejar el alcance entre los distintos casos.

Entonces se evaluó para GEN_B fuera de servicio cuál es la condición de mayor corriente hacia la falta, y en tal caso la corriente vista desde la cabecera para una falta en DIS_B se reduce a 2680A. Se propone ajustar a $1.2 \cdot 2680 = 3216A$. Con ese ajuste se revisan los alcances obtenidos en los distintos escenarios:

Red TRA	Transformador	GEN_B	Alcance (% de la sección 1)
mínima	T2A+T2B	OFF	no se alcanzan los 3216A
máxima	T1	OFF	22 %
mínima	T2A+T2B	ON	43 %
máxima	T1	ON	77 %

Tabla 7.6: Alcance función 50 de fases reajustada, caso GEN_B F/S. ⁹

Teniendo en consideración que el relé R_1 ya cuenta actualmente para su lógica interna con el estado de conexión de GEN_B, fácilmente podría implementarse este ajuste diferenciado para al menos el Grupo 3 de ajustes (notar que nada de esto depende de que esté o no operando GEN_A, ya que se está calculando faltas 3F).

Con el valor de ajuste instantáneo del relé de cabecera definido, se mantienen en principio el resto de los ajuste originales, ya que dan margen para continuar la coordinación, por lo tanto se propone ajustar:

⁹Los últimos dos casos se muestran solo a título informativo (este ajuste solo sería aplicable al caso de GEN_B desconectado), ya que no respetan el margen de seguridad de 20 % mencionado anteriormente (por ejemplo el último caso tiene corriente en la barra de 3096A, sólo 4 % menor al ajuste, por lo que se podría sobrealcanzar DIS_B ante un error en la medida).

Función	Ajuste	Unidad	Tiempo(s)
Grupos 1 y 2			
50	3715	Ap	0.050
51	360	Ap	Curva usuario idem original
Grupo 3			
50	3216	Ap	0.050
51	360	Ap	Curva usuario idem original

Tabla 7.7: Propuesta 1, ajustes sobrecorriente de fases, relé R_1 .

Cabe recordar que la curva de usuario tiene un tramo de tiempo inverso desde el arranque y luego un tramo de tiempo definido de 756A hasta el instantáneo, con $t=0.6s$.

Otro aspecto relevante es evaluar la coordinación de R_1 con el relé de la salida a los transformadores 30/6kV de DIS_A. Recordando lo indicado en 4.7.4, estos transformadores se protegen con diferencial y poseen funciones de sobrecorriente como respaldo del mismo. Se simuló una falta 3F en la barra de 6kV y el caso de mayor corriente vista desde la cabecera del radial es 1414A (GEN_A no operativo, condiciones de máxima potencia en TRA_01.30). Tal corriente queda dentro del rango de tiempo definido del relé R_1 , con tiempo de actuación 0.6s, por lo tanto se entiende que no habrá problemas de coordinación con las protecciones del lado 6kV.

Con respecto a faltas dentro de la zona protegida por el diferencial, el valor de corriente visto desde la cabecera es variable, pero el peor caso para la coordinación sería una falta 3F justo aguas abajo de la salida al transformador en 31,5kV. Este caso presenta una corriente 14% menor al ajuste instantáneo de la función 50 de R_1 , por lo que se estima improbable que actúe la función 50, operando el diferencial sin problemas de selectividad.

Se desarrollará a continuación el ajuste de fases del relé R_3 (DIS_B) recordando que en este caso no se conocen los ajustes actuales del mismo.

Las premisas del ajuste para este relé son:

- Coordinar con la protección de fases del relé de cabecera en la medida de lo posible.
- Proteger el máximo porcentaje posible de la línea aérea hacia GEN_A, con el menor tiempo de despeje de faltas posible.
- Coordinar con los relés de los PCM de CLI.01 y GEN_A.

Respecto al primer punto, la Sección 2 a proteger por R_3 presenta en cualquier escenario corrientes menores a las de disparo instantáneo de R_1 , que actuaría

Capítulo 7. Simulaciones

con una característica de tiempo definido de 0.6s, lo que permite una adecuada coordinación.

El segundo punto se podría resolver del mismo modo que se hizo en la primera sección del radial, ajustando a un 120 % de la corriente máxima en el punto que no se quiere sobrealcanzar. Sin embargo se tiene un compromiso con el tercer punto, ya que hay que considerar la posición de CLI.01 en el radial para coordinar adecuadamente con las protecciones en ese punto. En caso contrario, una falta dentro de la red interna de 31.5kV de CLI.01 podría hacer disparar R_3 , desconectando innecesariamente a GEN_A.

En la sección 4.7.1 se presentaron los ajustes del relé de salida a cliente del PCM de CLI.01. A partir de esta curva se puede plantear un ajuste para el relé R_3 que mantenga coordinación con el mismo. Cabe señalar que el relé R_3 y los relés de salida al cliente del PCM e interno de CLI.01 no siempre verán la misma corriente, tal como se muestra en la fig. 7.28. En los casos en que GEN_A esté generando, la corriente para una falta interna a CLI.01 tendrá aporte de la red y del GD (vista por R_7 y R_8), mientras que R_3 medirá solo el aporte de la red.

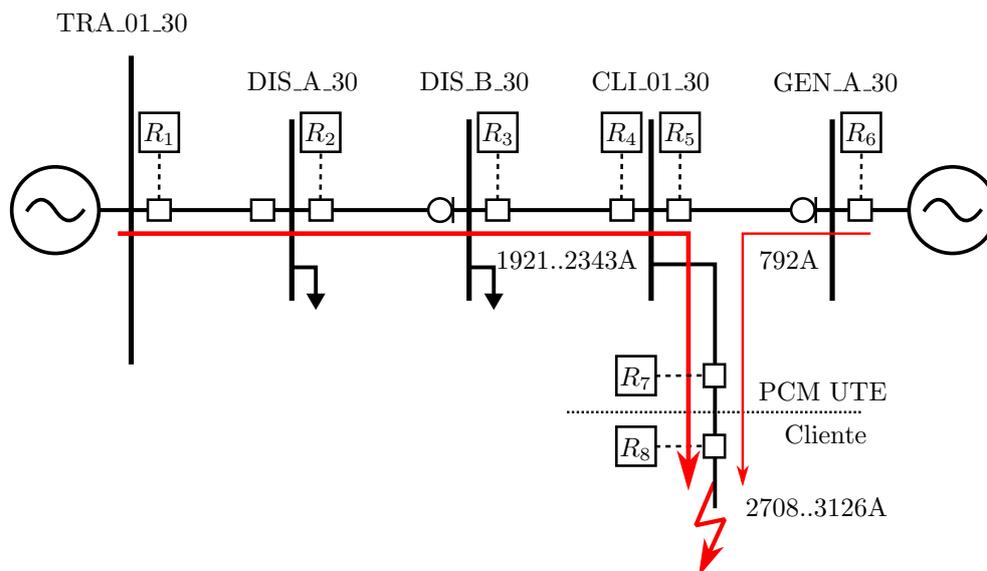


Figura 7.28: Aportes a falta interna en CLI.01.

En la figura anterior se han representado los aportes para una falta 3F en la barra interna del cliente, con los rangos de corriente representando la variabilidad de potencia de CC disponible en la barra TRA_01_30 que ya se ha comentado.

Por otra parte se debe coordinar con el relé del PCM de GEN_A (R_6) ya que en caso contrario una falta interna en las instalaciones del generador provocaría la desconexión de todo el radial desde DIS_B, afectando innecesariamente a CLI.01.

Considerando todo lo anterior, y siguiendo los mismos criterios de ajuste que para R_1 se proponen entonces los siguientes ajustes para el instantáneo:

Función	Ajuste	Unidad	Tiempo(s)
Grupos 1 y 2			
50	2700	Ap	0.050
Grupo 3			
50	2420	Ap	0.050

Tabla 7.8: Propuesta 1, ajustes 50 de fases, relé R_3 .¹⁰

Finalmente se simularon faltas sobre el radial para evaluar el alcance de la función de fases ajustada de ese modo. Se registraron alcances bajos, similares a los de la primera sección del radial, entre 14 y 36 % de la longitud de la sección.

Resta para completar el ajuste de fases definir la curva de tiempo inverso. En este caso se buscará utilizar una curva que coordine adecuadamente con los relés R_6 (GEN_A) y R_7 (CLI_01). El valor de arranque se ha definido asumiendo una sobrecarga máxima en régimen permanente de 20 % en los TIs de la celda de salida de línea (dado que la línea no limita, criterio normalizado de UTE [30]). En base a todo lo anterior se eligió el siguiente ajuste:

Función	Ajuste	Unidad	Tiempo(s)
51	240	Ap	Curva IEC B (0.3)

Tabla 7.9: Propuesta 1, ajustes 51 de fases, relé R_3 .

Se ha completado entonces un ajuste de fases para todo el radial, separado en dos casos (con o sin GEN_B operativo), seleccionable mediante tablas de ajustes. El radial está protegido en tiempo instantáneo en una proporción relativamente corta (aproximadamente hasta un 30 % del total como máximo), quedando el resto cubierto por funciones de tiempo definido retardado o tiempo inverso. El sistema de este modo debería ser selectivo para faltas internas en CLI_01 y GEN_A. A continuación se presenta gráficamente las curvas ajustadas y los puntos notables de las mismas¹¹.

¹⁰Si bien en este caso se trata de un relé PL300, el cual cuenta con 6 tablas de ajustes, se mantiene la lógica implementada en el relé de cabecera por simplicidad, habiendo tres grupos de ajustes que se corresponden con la situación: 1:GEN_A ON, 2:GEN_A OFF GEN_B ON, 3: sin GD.

¹¹El ajuste de fases fue calculado como es usual para faltas 3F. Para faltas 2F, las cuales presentan corrientes aproximadamente un 15 % menores en este caso, la coordinación debe mantenerse, salvo que lógicamente los alcances se reducen y eso hace que en un punto particular del radial la actuación sea más lenta que para una falta 3F.

Capítulo 7. Simulaciones

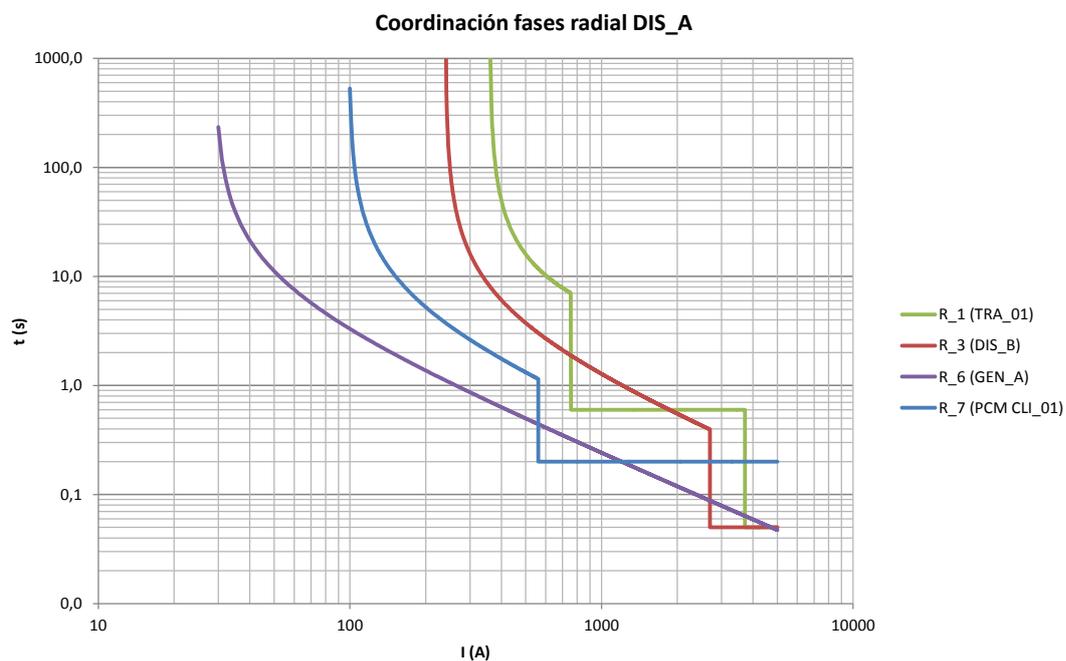


Figura 7.29: Curvas 50/51 fases, radial DIS_A, propuesta 1.

Observando más en detalle la coordinación entre las distintas curvas:

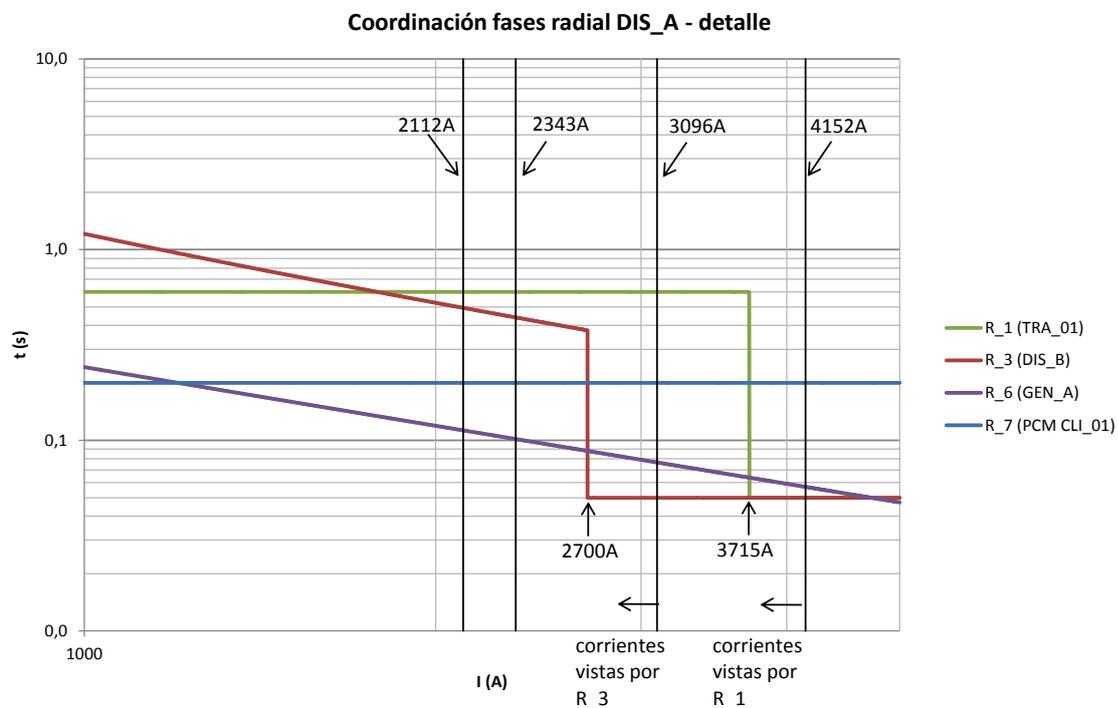


Figura 7.30: Detalle de coordinación entre curvas, radial DIS_A, propuesta 1.

Donde las curvas anteriores se han representado para el ajuste mayor (GEN_B)

operativo), en el caso del ajuste menor se dan conclusiones equivalentes (los instantáneos de 2700 y 3715A pasan a 2420 y 3216A respectivamente).

A partir de las curvas se pueden hacer las siguientes observaciones:

- El rango de corrientes 3715..4152A corresponde a faltas en el primer 30 % de la primera sección del radial, solamente vistas por R_1 y despejadas en 50ms (más el tiempo de actuación del interruptor).
- El rango 3715..3096A corresponde a faltas en el resto de la primera sección, hasta la barra DIS_B_30. Faltas en esa porción del radial son vistas también por R_1 pero despejadas en 600ms.
- Entre 3096 y 2700A se dará primero la actuación de R_3 , ya que ese rango corresponde a faltas en la parte inicial de la sección 2 del radial.
- 2343A corresponde a la mayor falta trifásica en la barra CLI.01_30. Se observa que si la falta es aguas abajo del relé de salida a cliente (R_7), éste la despeja antes que actúe R_3 (y R_1), manteniendo energizado el radial ¹². El margen de coordinación es de unos 250ms, aceptable para relés microprocesados.
- 2112A corresponde a la falta 3F con mínimo aporte desde TRA_01, en la barra GEN_A_30 (final del radial). Si la falta fuera aguas abajo del relé de salida al generador (R_6) se tendría una coordinación adecuada nuevamente. El intervalo de coordinación es igual o mayor a 300ms para las faltas internas.
- Los puntos anteriores denotan que la protección de fases ajustada de este modo cumple con ser selectiva, aislando el menor tramo posible de la red en falta, actuando en forma instantánea en los tramos más extensos donde es posible hacerlo y coordina con las salidas a los clientes. Sin embargo, se observa que por debajo de 2700A R_3 no coordina con R_1 . Si bien cerca de 2700A se tiene un intervalo de coordinación mayor a 200ms, el mismo se reduce a menos de 100ms sobre el final del radial. Asimismo para corrientes menores a 2000A y hasta donde comienza la curva de tiempo definido de R_1 (756A), el tiempo de operación de R_3 es mayor al de R_1 . Tales casos no corresponden a faltas 3F francas en la línea pero si podrían darse por ejemplo con faltas 2F sobre la parte final del radial, o ante faltas con resistencia.

Este inconveniente podría solucionarse incluyendo un tramo de tiempo definido en R_3 , por ejemplo en 400ms, con lo cual se mantendría una coordinación aceptable con R_1 , R_6 y R_7 (200ms mínimos con cada uno). En la fig. 7.31 se observan estas modificaciones.

¹²Notar en este punto que la corriente vista por R_7 puede ser mayor que la que ve R_3 en caso que esté operativo GEN_A, como se mostró anteriormente. Sin embargo dado que R_7 opera con tiempo definido para esas corrientes no cambiará el análisis general.

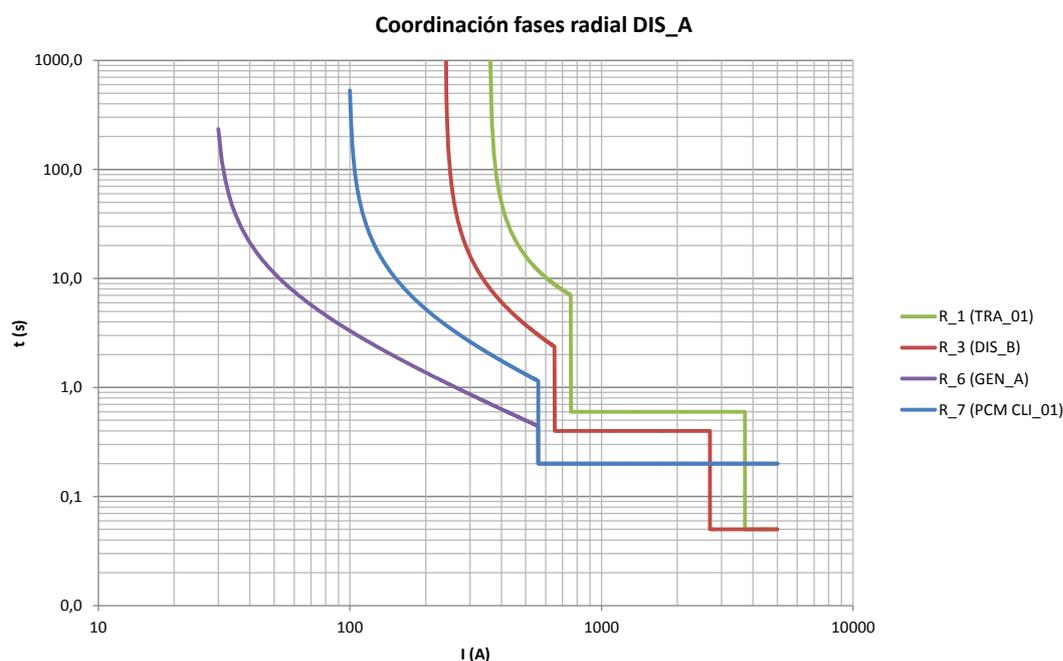


Figura 7.31: Curvas 50/51 fases, radial DIS_A, modificación de curvas de propuesta 1.

Además se agregó un escalón de tiempo definido para R_6 , de igual modo que para R_7 . Para tener al menos 300ms de coordinación se debería bajar aún más las curvas de R_6 y R_7 , si bien esto comprometería el margen de coordinación con las protecciones internas de los clientes, podría evaluarse su conveniencia ya que evitaría disparar el radial desde la cabecera lo que afecta más cantidad de clientes (incluida gran parte de la ciudad alimentada por DIS_A y DIS_B).

Ajuste de tierra:

Para el caso de faltas FT la situación es radicalmente diferente que para faltas entre fases. Como se mostró en la sección 7.2.2, la corriente de falta FT en este radial es prácticamente insensible a la ubicación de la misma. Luego en la sección 7.2.3 se mostró que el ajuste existente en el relé de cabecera cubre ampliamente con el instantáneo faltas en todo el radial. Se buscará en esta propuesta mejorar esto, logrando un grado de coordinación entre los relés R_1 y R_3 .

Dada la casi independencia de la corriente con la ubicación de la falta no tiene sentido coordinar por valores de corriente, lo que generaría un sistema altamente inestable donde una pequeña variación en el modelado o ajuste se puede traducir en grandes variaciones de alcance (como se vió en 7.2.3). Se utilizan entonces unidades de tiempo definido, coordinando por tiempo entre ambos relés. Esto implica lógicamente que se sacrifica velocidad de despeje de faltas en el primer tramo del radial a costa de selectividad con la estación intermedia DIS_B.

Se mantiene el ajuste fijado para el relé R_1 , con la salvedad de imponer un

7.2. Cortocircuitos

retardo de 0.6s a la función de tiempo definido. En el caso de R_3 se utilizará el mismo ajuste dando un margen de coordinación de 0.3s, quedando finalmente 0.3s para coordinación adicional con las funciones de tierra de R_6 y R_7 . Con estos ajustes se obtiene la fig. 7.32.

Se eligió el valor de arranque de la unidad de tiempo inverso de R_3 siguiendo los criterios normalizados de UTE [30], utilizando una curva muy inversa con el menor dial posible que mantiene al menos 400ms de separación con la mayor curva aguas abajo.

Se representaron en la figura los rangos máximos y mínimos de corriente residual para faltas con $R_f = 0$ en el radial (364A para una falta en la cabecera y 304A en GEN_A). Se observa que para esos rangos de corriente existe un problema de coordinación entre R_3 y R_6 (130ms mínimo). Asimismo se observa que para faltas con resistencia, donde los valores de corriente se reducen, se puede tener también problemas de coordinación con R_1 , yendo en contra de la mejora que se quiere hacer del ajuste actual, que despeja de forma instantánea faltas en todo el radial sin selectividad.

Para esto se propone nuevamente agregar un escalón de tiempo definido para GEN_A de modo de ganar selectividad en todo el rango de corrientes. El tiempo elegido es 100ms, para mantener un intervalo mínimo aceptable con R_3 (200ms) a fin de dejar espacio para las protecciones de tierra internas del generador (las cuales se desconocen). En caso de no existir estas, se podría bajar aún más la curva. A la misma vez se propone retrasar el arranque de tiempo definido de R_6 . Se presenta el resultado en la fig. 7.33.

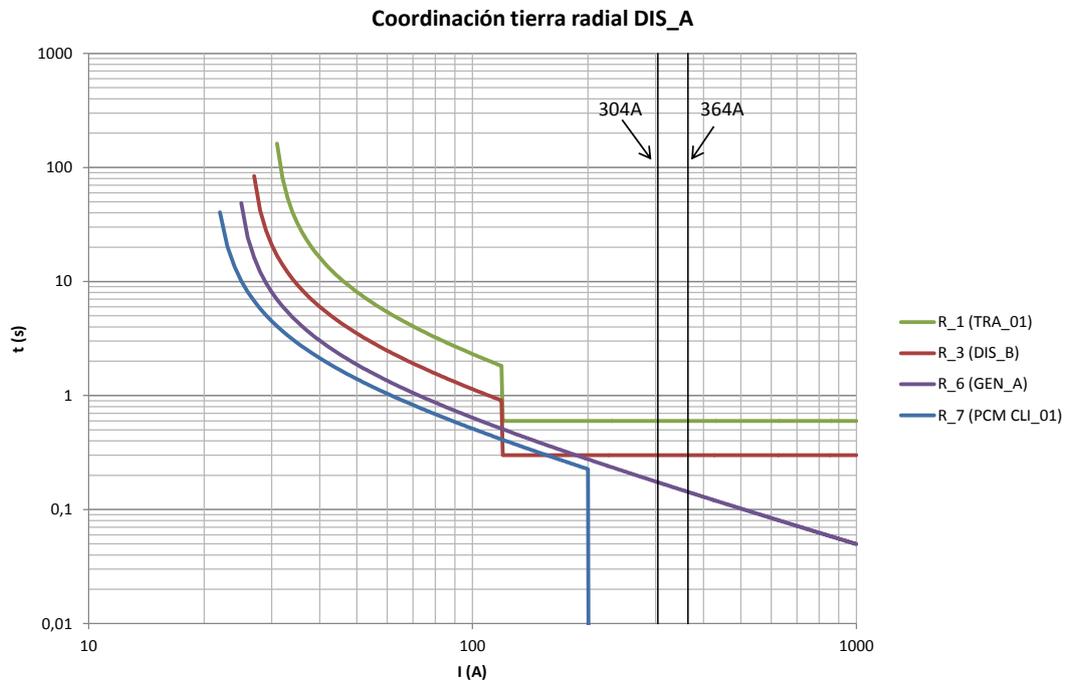


Figura 7.32: Curvas 50/51 tierra, radial DIS_A, propuesta 1.

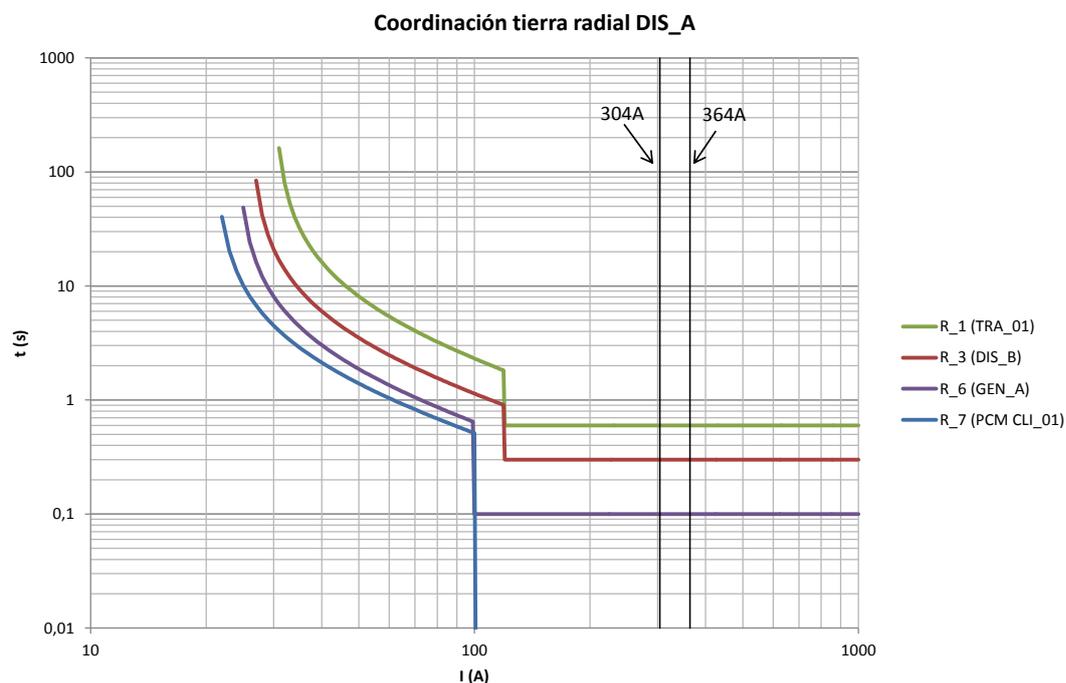


Figura 7.33: Curvas 50/51 tierra, radial DIS_A, modificación de curvas de propuesta 1.

Se resumirán a continuación puntos positivos y negativos de la propuesta 1 de ajuste:

Puntos positivos:

- Se logró un conjunto de ajustes selectivo ante faltas de fase y tierra en todo el radial y aguas abajo de las protecciones de salida a los clientes. Esto asegura que se minimiza la porción de la red desconectada ante una falta. Respecto del ajuste original se mejoró entonces la selectividad.
- El sistema propuesto no utiliza comunicaciones rápidas entre estaciones, a menos de la transmisión del estado del interruptor de GEN_B, el cual ya se dispone en R_1 y debería ser comunicado a la estación DIS_B, lo cual no debería generar costos importantes considerando la red de comunicaciones existente.
- Sin perjuicio de lo anterior, no es imprescindible conocer el estado de conexión de GEN_B para que el sistema funcione. En caso de no disponer de esta comunicación o que la misma se interrumpa, puede operarse con los ajustes más altos por defecto, con lo que podrían no actuar las protecciones instantáneas pero la coordinación sigue vigente.
- La propuesta 1 se basa esencialmente en equipamiento existente, por lo que no implica costos adicionales significativos.

Puntos negativos:

- La mejora de selectividad se logró en base a aumentar el tiempo de actuación de parte de las protecciones. Esto es particularmente claro en R_1 , al cual se le recortó sensiblemente el alcance instantáneo. Se trata de una consecuencia de no utilizar comunicaciones.
- En las protecciones de tierra dada la casi total insensibilidad de la corriente con la ubicación de la falta, se vuelve imposible aplicar selectivamente protecciones rápidas de forma efectiva. Esto lleva a que la única opción sea coordinar por tiempo, retrasando la actuación.
- Si bien considerando el estado de conexión de GEN_B se mejora el desempeño para la protección de fases, se tiene que en un caso de alimentación desde transmisión (con T2A+T2B) la función no llega a actuar por falta de corriente de CC suficiente en el radial. Es el costo de imponer un 20% de margen en corriente para los ajustes, lo que asegura no sobrealcanzar. Para los casos alimentados de T1, los alcances dentro de cada sección de la función instantánea tampoco son grandes: 31 y 22% para R_1 , 36 y 30% para R_3 (Secciones 1 y 2 respectivamente). De todas formas es lo mejor que se puede lograr dada la impedancia de la línea en relación a la alimentación.

En resumen, esta propuesta de ajustes resulta la más simple de implementar, pero con obvias limitaciones. Es probable que los ajustes actuales del radial a los que no se pudo acceder para este trabajo sean en parte similares a éstos. Se ha planteado este primer caso para observar cuál es el límite que se puede alcanzar dentro del esquema existente. Se propone a continuación dos opciones más (basadas en equipamiento adicional), intentando mejorar el desempeño respecto de esta opción base.

Propuesta 2 - Coordinación con relés de sobrecorriente comunicados

Tal como se mostró en la sección anterior, el radial que se busca proteger tiene características que limitan la aplicación de un sistema sin comunicaciones. En particular la escasa longitud de las líneas involucradas hace que la mayor parte de las mismas quede protegida en tiempos largos, necesarios para mantener la coordinación.

Tomando las ideas principales del artículo [28] como guía, se presenta a continuación una propuesta alternativa. En la sección 2.5.4 se presentó en forma esquemática la propuesta de protección del citado artículo.

Se comentan a continuación similitudes y diferencias entre el sistema propuesto por los autores de ese trabajo respecto al radial estudiado en este caso.

- El presente caso no cuenta con derivaciones en fusibles (con ramales en la misma tensión), sino que se trata de salidas con transformadores reductores a 15 o 6kV. Esto implica que la coordinación deberá hacerse con relés en las derivaciones y no con fusibles.

Capítulo 7. Simulaciones

- La longitud de las líneas involucradas es menor en el caso de estudio de esta Tesis, los tramos menores son de 1km. En [28] los tramos son todos de 10km (la red es artificial).
- En el artículo se trabaja con GD de tipo sincrónico, al igual que en este trabajo.
- En este caso se cuenta con un solo GD en la punta del radial, mientras que en [28] se modelaron GD en cada estación intermedia.
- Los GDs del artículo se conectan a la línea troncal mediante transformadores elevadores con conexión YN del lado del alimentador, por lo que hay múltiples aterramientos.

A pesar de existir varias diferencias, resultó de interés del autor evaluar este sistema en el caso de estudio por las siguientes razones:

- La red estudiada cuenta ya con relés de sobrecorriente direccional en algunos puntos.
- Existe una red de telecomunicaciones que podría utilizarse para aplicar las lógicas de bloqueo y transferencia de disparo entre los relés.
- La coordinación de relés de sobrecorriente deja la mayor parte del alimentador (al menos el 70 %) protegido en tiempos relativamente largos, los que se podrían reducir.

En base a lo anterior, se propone implementar un sistema con comunicaciones como el del artículo de referencia.

Por razones similares a las expresadas para la Propuesta 1, se divide el radial en las mismas dos secciones, con la estación DIS_B como frontera. Además colabora en esta decisión que tanto los relés R_1 como R_3 son direccionales, lo que es un requisito para la coordinación propuesta.

Entonces siguiendo el esquema presentado en [28] se debe calcular para cada relé la mínima corriente vista para faltas hacia adelante, dentro de su zona a proteger. Esta zona es limitada en el artículo como un cierto porcentaje del tramo adyacente (se toma esto como un porcentaje de la corriente de falta en la barra inicial del tramo adyacente)¹³. En este caso se quiere sobrealcanzar la estación remota, al contrario de lo que ocurría en la Propuesta 1. Al igual que en el artículo de referencia se utilizan dos unidades de tiempo definido, una rápida para toda la sección a proteger, y una lenta para faltas en la línea adyacente (como respaldo de la unidad rápida que cubre ésta). En la fig. 7.34 se muestran las dos secciones y el alcance de cada unidad rápida.

¹³Dado que se trata de relés de sobrecorriente no tiene sentido manejar un porcentaje de sobrealcance en distancia o impedancia, ya que esto puede implicar diferencias mínimas en la corriente, dado que se trata de líneas cortas.

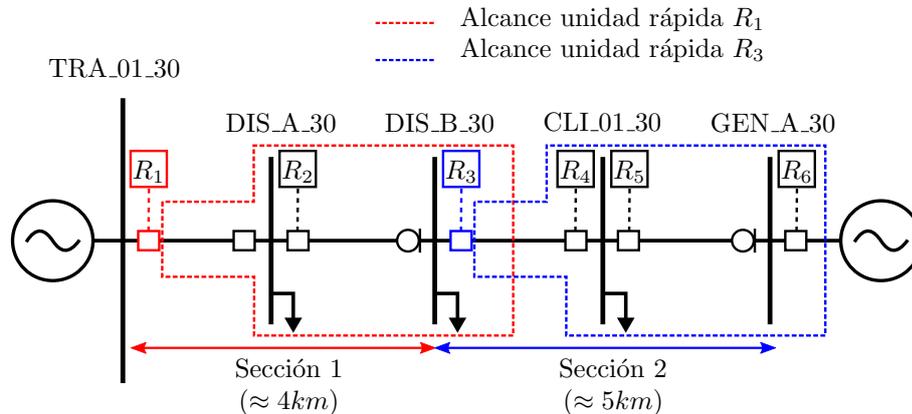


Figura 7.34: Secciones 1 y 2 a proteger, Propuesta 2.

Ajuste de fases:

Entre todos los escenarios de alimentación posibles la mínima corriente vista por el relé R_1 para una falta en la barra DIS_B_30 se dará para el caso de mínima de la red de transmisión, alimentado desde T2A+T2B y con GEN_B no operativo. Dado que se busca una cota inferior para la corriente, y se está ajustando la protección de fases, se utiliza una falta 2F. Esta corriente es 2018A, por lo que se propone como alcance para la unidad rápida de R_1 $2018 \cdot 0.8 = 1615A$.

Al igual que en la Propuesta 1, al quedar la estación DIS_A dentro de la zona protegida por R_1 se debe verificar la coordinación con las protecciones de los transformadores de potencia de dicha estación. La máxima corriente vista por R_1 para una falta del lado 6kV es 1414A, por lo que queda fuera del alcance de la unidad rápida. En el caso del diferencial sí se tiene un problema de coordinación, ya que la corriente para una falta en la salida al transformador puede llegar a 3191A, esa corriente haría actuar la unidad rápida de R_1 la cual entonces debe ser retrasada para permitir operar antes al diferencial (que no tiene retardo intencional). Esto retardaría al menos 300ms la unidad rápida de R_1 . Para el transformador de la estación DIS_B valen las mismas consideraciones, ya que también está dentro de la zona protegida en tiempo rápido de R_1 .

En cuanto al relé R_3 se utiliza el mismo criterio para ajustar su unidad rápida. La mínima falta 2F en la barra GEN_A.30 es 1571A por lo que se ajusta la unidad rápida de R_3 para cubrir hasta $1571 \cdot 0.8 = 1257A$.

A los efectos de tener un margen de coordinación con los relés R_6 y R_7 se debería fijar la unidad rápida de R_3 con tiempo de operación mínimo de 400ms (dejando un margen mínimo de 200ms). Pero esto resulta contraproducente porque se tendría un tiempo de operación para toda la Sección 2 de 400ms, lo que representa un retroceso respecto de la propuesta 1, donde al menos parte de la sección podía ajustarse instantánea.

Se recuerda que la estrategia de sobrealcanzar la estación próxima evita tener que dejar el último tramo de la sección con tiempos mayores para coordinar con

Capítulo 7. Simulaciones

la protección de la siguiente sección, pero asumiendo que se bloqueará la unidad rápida de todos los relés aguas arriba del que ve la falta hacia adelante. Entonces para utilizar a pleno esta estrategia se debe plantear bloqueos no solo con el relé de la línea troncal principal sino también con las derivaciones.

Este esquema de bloqueos operará de la siguiente forma:

- Los relés diferenciales de trafo de DIS_A y DIS_B y R_3 (para faltas hacia adelante) bloquearán la actuación de la unidad rápida de R_1 .
- Los relés R_6 y R_7 en caso de ver faltas hacia adelante bloquearán la unidad rápida de R_3 .

En la figura 7.35 se muestra física y lógicamente el sistema propuesto.

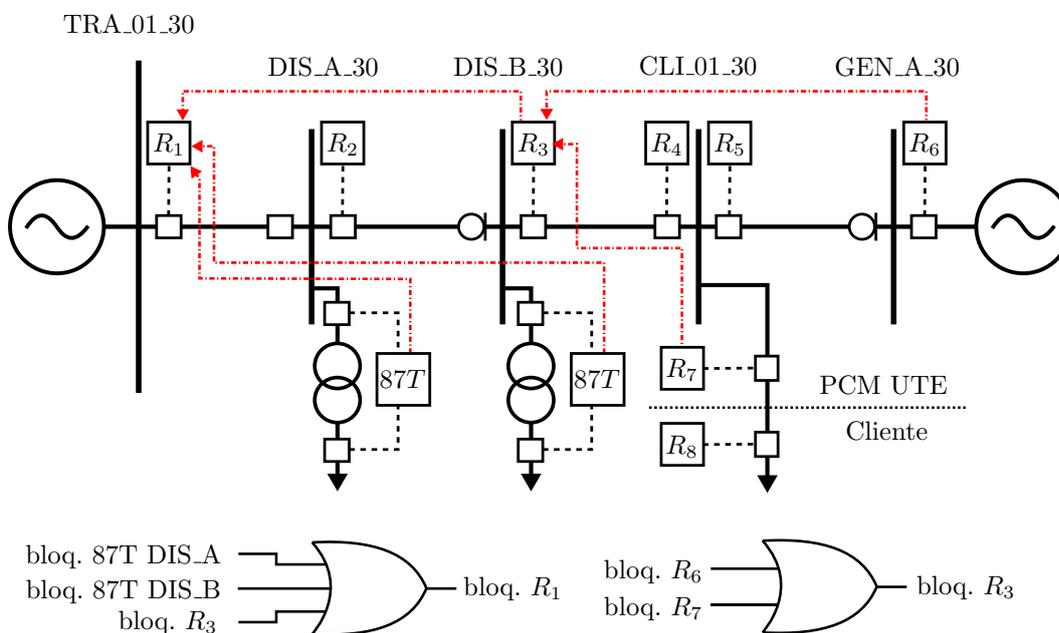


Figura 7.35: Esquema de bloqueos, Propuesta 2.

Con este esquema, y si se da un tiempo mínimo para permitir a las comunicaciones realizarse ¹⁴, se puede bajar sensiblemente el tiempo de actuación de todas las protecciones, minimizando entonces las perturbaciones y por ende las salidas de servicio de los GD y otras afectaciones a clientes.

En este esquema se asume los valores dados para R_6 y R_7 en la Propuesta 1, con unidades de tiempo definido en 200ms, lo cual permite coordinar con las protecciones internas de las plantas. Dado que se implementa un bloqueo hacia R_3 , éste puede ser ajustado incluso en tiempos menores que los relés que tiene aguas abajo, como se ve en [28]. Se ajusta R_3 con su unidad rápida en 100ms, tiempo

¹⁴Este tiempo mínimo para una red de FO de 10km de extensión es manejado en [28] como de 40ms máximo, contando tiempos vinculados a los switches y al procesamiento de los propios relés

7.2. Cortocircuitos

estimado como suficiente para los relés R_6 o R_7 detecten la falta (en caso de ser en su sentido “hacia adelante”) envíen la señal de bloqueo y R_3 bloquee el disparo.

Con el mismo criterio se establece en 100ms el tiempo de operación de la unidad rápida de R_1 , tiempo suficiente para que sea bloqueado por el arranque de los diferenciales de transformador o del propio R_3 .

Aplicando estos bloqueos se lograría las curvas de protección de fases mostradas en la fig. 7.36.

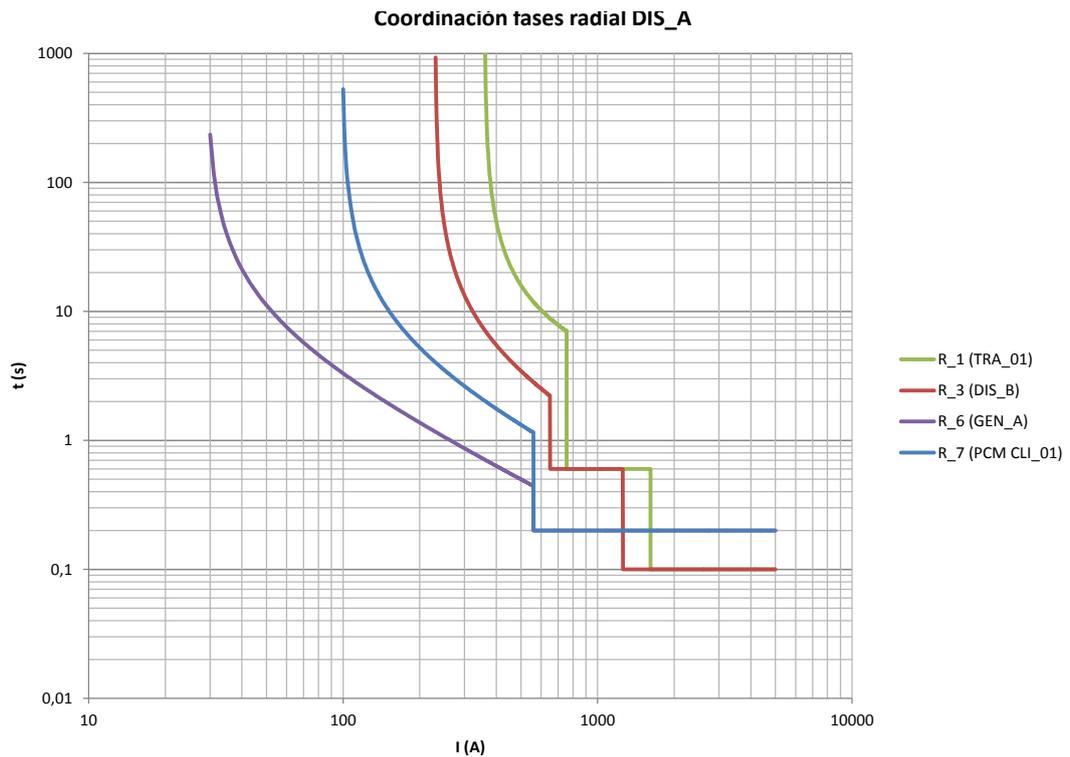


Figura 7.36: Curvas 50/51 fases, radial DIS_A, propuesta 2.

Ajuste de tierra:

La protección de tierra se ajustará tomando en consideración los mismos bloqueos presentados para el ajuste de fases, en este caso las funciones de sobrecorriente residual de los relés aguas abajo (y las diferenciales de transformador) bloquearán a las unidades de tierra de los relés R_1 y R_3 . La única diferencia respecto al ajuste de fases es que las funciones no tienen por qué ser direccionales ya que la red estudiada posee un único aterramiento en TRA.01 y por tanto solo se verá corriente residual para faltas aguas abajo de cualquier relé.

Tomando en consideración lo anterior, el ajuste de tierra se presenta en la fig.7.37.

Faltas a tierra dentro de GEN_A deberían ser despejadas en 100ms por el relé R_6 . Faltas a lo largo de toda la línea, incluso con resistencia de falta (hasta unos

Capítulo 7. Simulaciones

100 Ω) son despejadas selectivamente en 100ms.

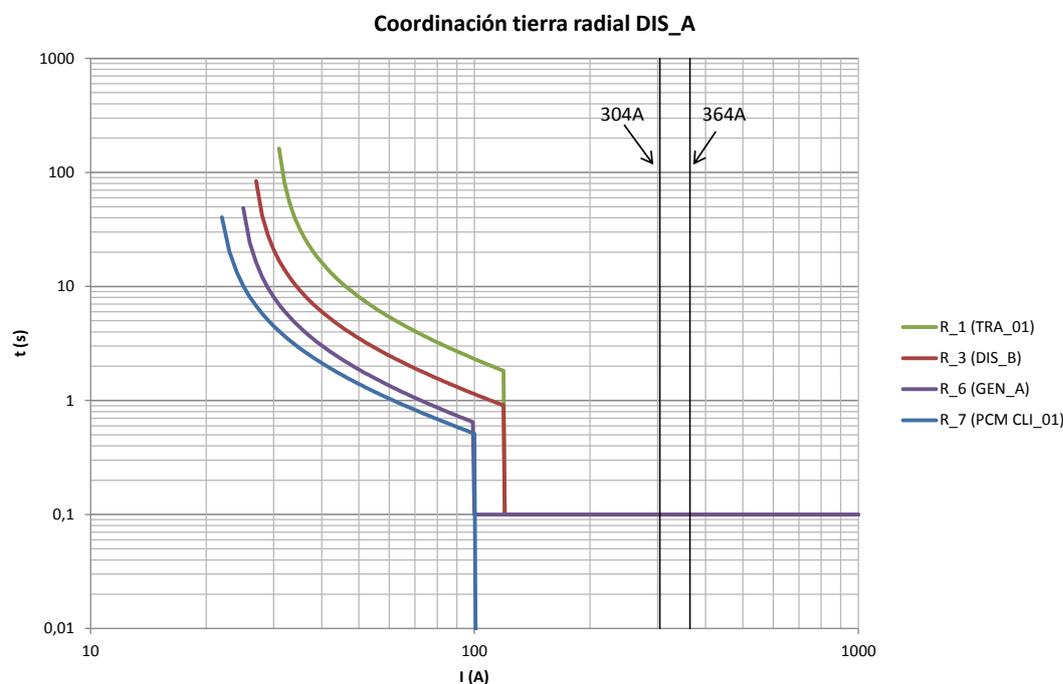


Figura 7.37: Curvas 50/51 tierra, radial DIS_A, propuesta 2.

Se resumen a continuación puntos positivos y negativos de la Propuesta 2:

Puntos positivos:

- La protección es selectiva en cuanto a faltas en todo el alimentador protegido, y en las instalaciones de 31.5kV adyacentes, al igual que la Propuesta 1.
- En comparación con la Propuesta 1 no se sacrifica tiempo de operación para obtener selectividad. Por el contrario, se logra despejar faltas de fases y a tierra en 100ms, en el 100% de la línea.
- La reducción de tiempo de operación es especialmente importante para el caso de faltas a tierra, ya que al no poder discriminar por valor de corriente, en la Propuesta 1 se debió ajustar a 600ms el tiempo de operación para toda la Sección 1.
- Como se sobrealcanza la estación adyacente y se utiliza el esquema de bloqueos, el sistema es intrínsecamente independiente del aporte de corriente de CC al tramo en falta. Esto tiene la ventaja de no necesitarse tablas de ajustes (como se utilizaba en la Propuesta 1 para conocer el estado de operación de GEN_B por ejemplo).

- La propuesta se basa en relés direccionales. Pueden utilizarse los equipos existentes y en general es aplicable a cualquier relé microprocesado con posibilidad de implementar lógicas con entradas digitales externas.

Puntos negativos:

- Obviamente al ser un sistema dependiente de comunicaciones, sus posibilidades de fallo son mayores. Sin embargo y considerando que se tienen redes de FO operativas, la confiabilidad es alta. Un punto especialmente sensible es que a falta de bloqueos adecuados, se pierde la selectividad y en un caso extremo podría dispararse todo el radial desde la cabecera para una falta dentro CLI.01 por ejemplo.
- Si bien es casi toda existente, se debe ampliar la red de telecomunicaciones, tendiendo un tramo de aproximadamente 1km de FO entre CLI.01 y GEN_A, además de los equipos accesorios (racks de comunicaciones, switches, convertidores de medios, etc). Esta inversión puede resultar relativamente importante. Se debe ponderar esta inversión considerando la mejora en la calidad de servicio que podría obtenerse.
- Se debe programar en los relés R_1 y R_3 las lógicas de bloqueo ante la activación de entradas digitales, y se debe verificar su funcionalidad. Además se debe programar salidas digitales en los relés que emiten señales de bloqueo en función del arranque de sus protecciones instantáneas.

La Propuesta 2 presentada se basa en las ideas principales expuestas en [28], aunque se trata de la aplicación en un caso diferente al del artículo ya que el foco del mismo era coordinar relés de sobrecorriente pero en un alimentador con derivaciones con fusibles. Sin embargo resultó de interés del autor evaluar la posibilidad de utilizar un esquema de este tipo en el caso de estudio.

Se observa que se logran mejoras interesantes respecto a la Propuesta 1, y se evalúa como posible su implementación. Sin perjuicio de lo anterior se entiende que puede obtenerse aún mejor desempeño, tal como se mostrará continuación en una tercera alternativa, basada en relés diferenciales.

Propuesta 3 - Uso de relés diferenciales de línea

Dado que el radial estudiado cuenta actualmente con relés de sobrecorriente operativos, se propuso dos sistemas basados en ellos. Sin embargo, el alimentador posee algunas características que hacen factible y conveniente su protección con relés diferenciales de línea.

En primer lugar la longitud de los distintos tramos es pequeña. Esto genera como se vio anteriormente que los relés de sobrecorriente tengan dificultades para coordinar debido a la baja impedancia del alimentador. Utilizando relés diferenciales este punto se soluciona, ya que como se comentó en 2.3 se trata de una protección de selectividad absoluta.

En segundo lugar, la principal barrera para la utilización de relés diferenciales a nivel de la red de distribución es la falta de las redes de FO que estos requieren para su comunicación. En el caso estudiado se dispone de redes existentes y operativas en casi todos los tramos.

Finalmente, el costo de los relés diferenciales no es significativo en relación con las inversiones en telecomunicaciones que se realizan en general. En el caso bajo estudio el costo de los relés sería un factor a tener en cuenta dado que las otras propuestas utilizan los relés existentes.

Considerando que se utilizarán relés diferenciales de línea, por razones obvias no puede proteger tramos con derivaciones intermedias, por lo que se tienen dos posibilidades: o bien se protege con diferencial cada tramo del radial (cuatro en total, por lo que se precisan 8 nuevos relés), o bien se protegen algunos tramos, utilizando sobrecorriente en otros, de modo de mejorar el desempeño general del sistema sin elevar notoriamente los costos de inversión.

En la fig. 7.38 se presenta la disposición propuesta.

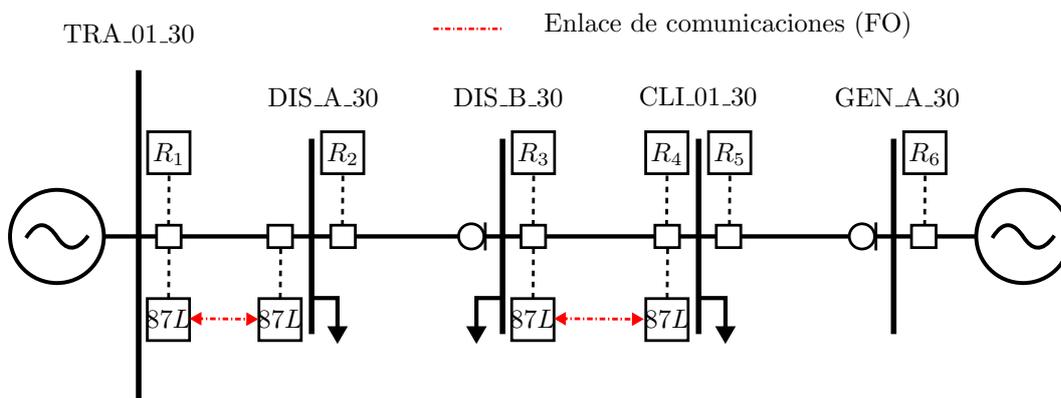


Figura 7.38: Ubicación de relés diferenciales, Propuesta 3.

Se propone proteger dos tramos con diferencial de línea, en base a los siguientes argumentos:

- Se trata de los dos tramos más largos del radial, ambos en línea aérea, donde se entiende que es más probable tener faltas y donde la relación costo-beneficio de instalar los diferenciales se considera mejor.

7.2. Cortocircuitos

- En esos tramos se cuenta con interruptor en las celdas de ambos extremos.
- Se entiende que los tramos restantes pueden ser protegidos en forma sencilla con relés de sobrecorriente, coordinando con los diferenciales de línea y transformador, y las protecciones internas de los clientes.

Considerando los puntos anteriores, se presenta a continuación el ajuste realizado para las funciones de sobrecorriente de fase de los relés R_1 , R_2 y R_5 .

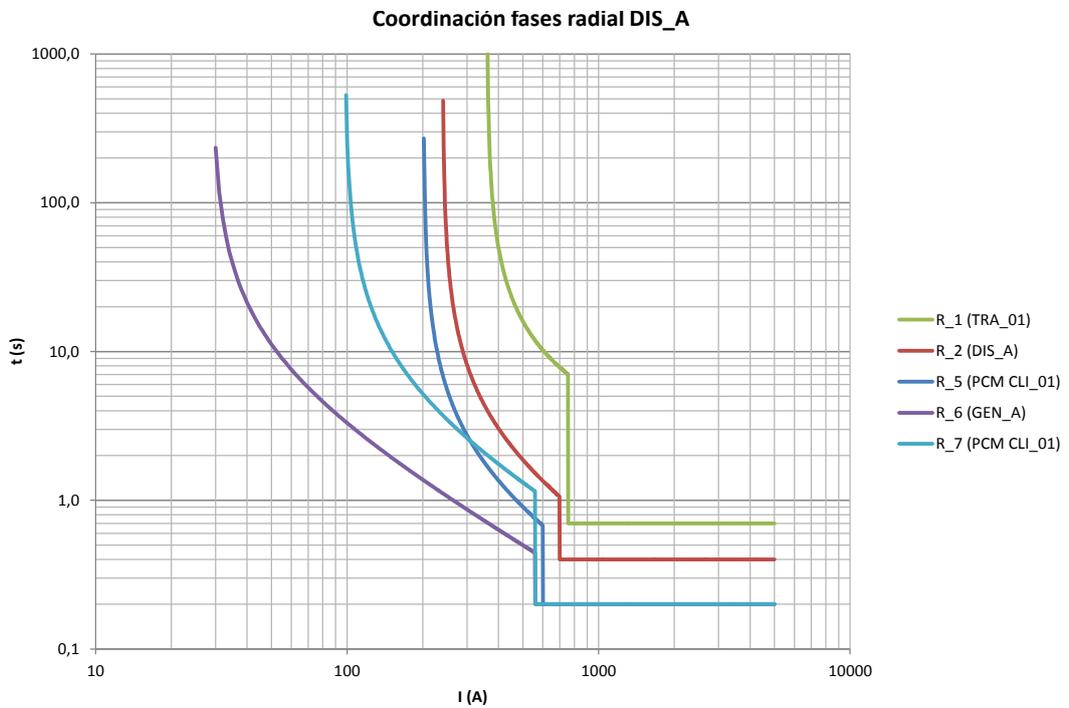


Figura 7.39: Curvas 50/51 fases, radial DIS_A, propuesta 3.

Se observa que se tiene un amplio margen de coordinación entre la unidad 50 de R_2 y los diferenciales de línea y transformador en DIS_B. No es necesario dejar margen de coordinación entre la sobrecorriente de fases de GEN_A y la curva de R_5 ya que no hay otras cargas intermedias por lo que no es necesario que coordinen. Finalmente se dispone de una unidad de tiempo definido como respaldo lento ante faltas en todo el radial.

En cuanto a las funciones de tierra se presenta un ajuste coordinado por tiempo. Nuevamente no se coordina las curvas de R_5 y GEN_A.

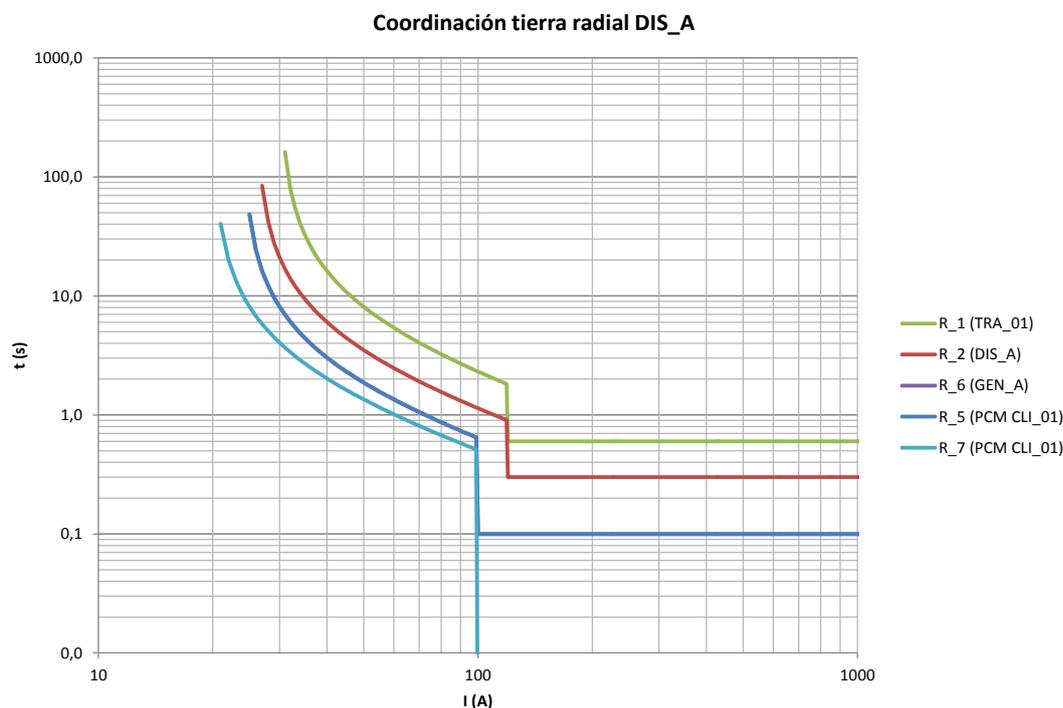


Figura 7.40: Curvas 50/51 tierra, radial DIS_A, propuesta 3.

Si bien los retardos son acumulativos, el tramo protegido por R_2 es en cable y relativamente corto. Se entiende baja la probabilidad de falla a tierra respecto a la línea aérea. Se dejó un margen mínimo de 200ms entre R_2 y R_5 .

Se tiene un respaldo de tierra general lento del relé de cabecera. Se verificó la coordinación del mismo a nivel de TRA.01 (debe ser selectivo con la protección de la resistencia de aterramiento).

Se resumirán a continuación puntos positivos y negativos de la Propuesta 2:

Puntos positivos:

- Esta propuesta permite despejar faltas de forma instantánea en los dos tramos más largos de la línea, compuestos además por línea aérea. Se tiene protegido en forma instantánea 7 de 9km totales del radial.
- Utilizando los relés de sobrecorriente existentes se puede complementar la protección de los tramos cortos restantes, con tiempos de actuación razonables y buena selectividad.
- La propuesta es selectiva para faltas en todos los puntos.

Puntos negativos:

- Se debe instalar relés diferenciales en dos tramos de línea, lo que acarrea costos mayores que las propuestas anteriores.

7.2.5. Propuestas de ajuste del SdP del radial DIS_C

Considerando que el radial DIS_C puede usarse como alimentación alternativa para parte del radial DIS_A el ajuste de protecciones que se aplica en el primero no puede ser independiente del segundo.

En función de las tres propuestas de protección realizadas en la sección anterior para el radial DIS_A se analizará brevemente a continuación el impacto de estas en DIS_C ¹⁵.

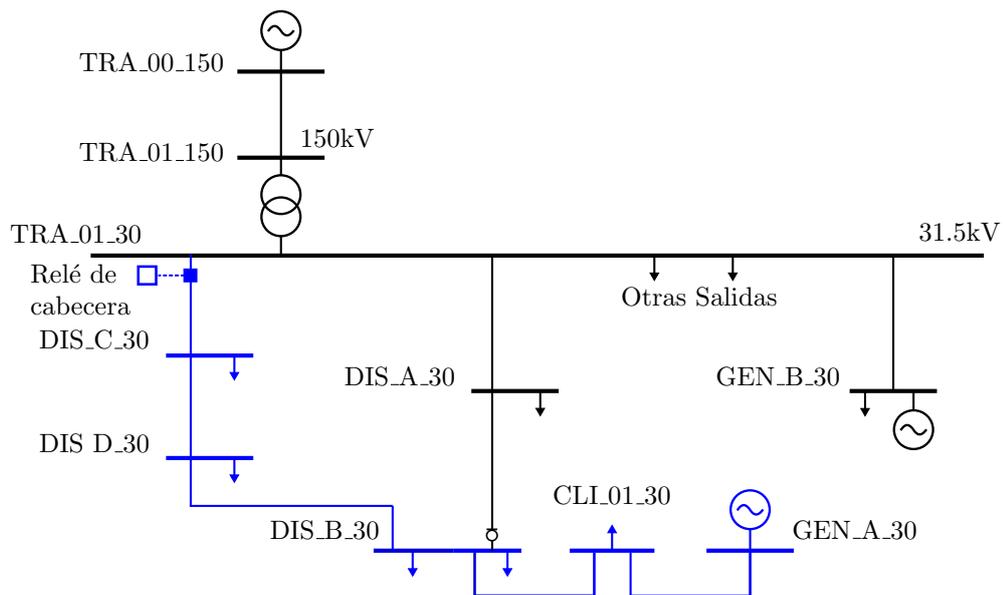


Figura 7.41: Unifilar radial DIS_C.

El radial DIS_C en su configuración de respaldo al radial DIS_A conforma un alimentador algo más largo y con una estación intermedia más que el radial DIS_A normal (ver fig. 7.41). Sin embargo este incremento de longitud tampoco es demasiado significativo (3.6km más) como para permitir mayor discriminación por corriente. Es un escenario similar al del radial DIS_A y como se observó en tal caso no resulta viable coordinar más de una estación intermedia (con la cabecera y las salidas a los clientes) sin aumentar excesivamente los tiempos de actuación de las protecciones aguas arriba, donde se tiene una restricción superior en la cabecera (protección del transformador reductor 150/31.5kV).

Por lo tanto se debería mantener el criterio de separar todo el radial en dos secciones, ubicando la frontera entre ambas en la estación DIS_B. Si se toman como datos de entrada los ajustes de R_3 presentados anteriormente, se podría ajustar el

¹⁵Este análisis asume que se pretende mantener un grado de coordinación en el radial DIS_C cuando éste se utiliza como alimentación alternativa del radial DIS_A. Se desconoce si en la operativa de UTE esto es un requerimiento, o si por el contrario se admite relajar la coordinación de protecciones en casos de alimentación de contingencia en la red de subtransmisión. En cualquier caso se realiza el ejercicio teórico de realizar una coordinación razonable

Capítulo 7. Simulaciones

relé de cabecera de modo de coordinar con esta estación. Los niveles de CC en la estación DIS_B y aguas abajo son menores que en la alimentación normal, debido al incremento de impedancia de línea. Esto hará que el alcance del instantáneo de fases se reduzca aún más ¹⁶.

Si se mantiene el ajuste del instantáneo del relé de cabecera en 3715A (como en el radial DIS_A) no se alcanza la estación DIS_C. Esto hace que no exista riesgo de descoordinación con el diferencial del transformador de esa estación. Por lo tanto el ajuste de fases para el relé de cabecera se fija en el mismo valor.

La protección de tierra al actuar básicamente por tiempo definido, también se ajusta igual que para el radial DIS_A. Varían levemente los niveles de CC FT mínimo y máximo a lo largo del radial, pero esto no afecta los tiempos de actuación.

Finalmente en los momentos que el radial DIS_C estuviera en su configuración normal (finalizando en DIS_B, lado 15kV) se podría habilitar la protección del reconector intermedio de DIS_D para proteger este tramo de 3km entre DIS_D y DIS_B. Esta protección intermedia debería bloquearse en su actuación mientras se utilice el radial DIS_C como se mostró al principio.

La Propuesta 2 presentada para el radial DIS_A podría aplicarse del mismo modo, pero en este caso los bloqueos de los relés R_3 , y 87T de DIS_B deberían adicionalmente bloquear la unidad rápida del relé de cabecera del radial DIS_C (solamente cuando el radial DIS_C está alimentando a DIS_A). Dado que los ajustes se calcularon sobrealcanzando y con amplio margen, no sería necesario modificarlos para operar en esta situación de contingencia.

Finalmente para el caso de usar relés diferenciales, se simplifica el panorama notoriamente. Tomando como dato de entrada las protecciones de la Propuesta 3 aguas abajo de DIS_B, podría ajustarse las protecciones de sobrecorriente de DIS_D hacia DIS_B de modo de asegurar al menos 300ms de tiempo para coordinación con el diferencial DIS_B-CLI.01.

7.2.6. Ajustes en modo isla

En caso de habilitarse la opción de operar con GEN_A en modo isla alimentando las cargas del radial DIS_A, lo cual se mostró viable en ciertas circunstancias, es necesario revisar las estrategias de protección propuestas anteriormente a fin de evaluar su rendimiento.

Operando en modo isla los niveles de CC son bastante inferiores a los que se tienen en modo conectado a la red, tal como se mostró en las secciones anteriores. Por otra parte, al estar eléctricamente próximo al generador sincrónico resultan mayores los efectos de reducción de la corriente de CC con el tiempo (períodos subtransitorio, transitorio, etc). Esto hace que la corriente de falta en los hechos

¹⁶Podría mejorarse este punto recalculando el ajuste para este caso de alimentación y almacenándolo en otra tabla de ajustes, la cual se conmutaría al cambiar a la alimentación alternativa. Parece una situación que agrega excesiva complejidad al sistema en función de los beneficios que puede reportar.

sea bastante menor que la analizada en las simulaciones de CC (que se basaba en el máximo, con la reactancia X'').

En base al análisis del caso anterior parece no ser necesario preocuparse por el hecho de que una falta se despeje en tiempos extensos, ya que en modo isla la inercia del sistema depende solamente del GD y es mucho más baja que lo normal. Una falta 3F en modo isla haría salir al GD en un período muy corto por acción de las protecciones de sobrefrecuencia. A modo ilustrativo se muestra en la figura siguiente la evolución de la frecuencia del generador síncrono GEN_A ante una falta 3F, operando en modo isla.

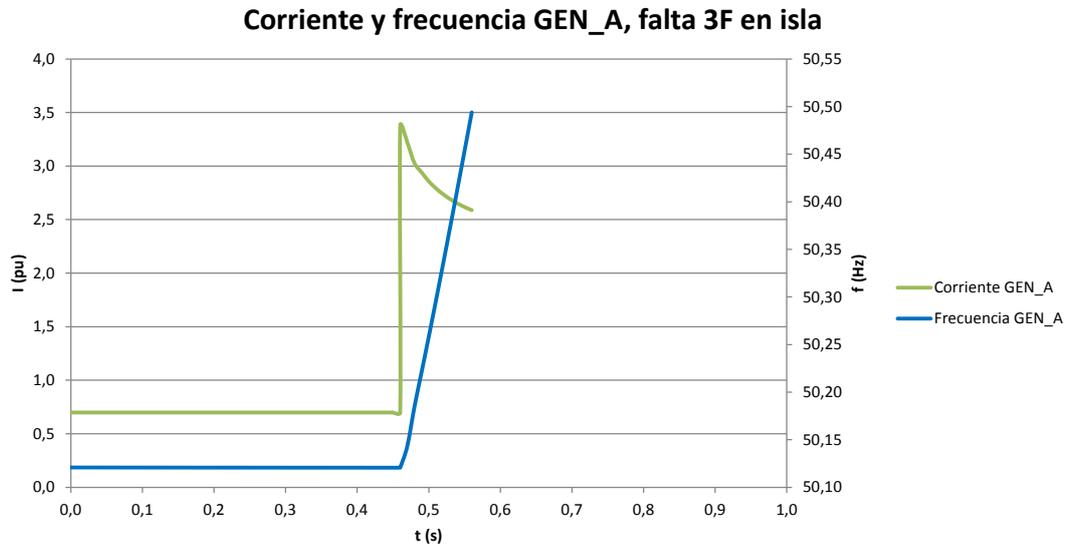


Figura 7.42: Frecuencia de GEN_A ante una falta, modo isla.

La falta se simuló solo por $100ms$. Se muestra también la evolución de la corriente entregada por la máquina en sus bornes. Se observa que desde el momento de ocurrencia de la falta, en un tiempo de $100ms$ el generador alcanza una frecuencia de $50,5Hz$.

Este fenómeno está mostrado para una falta 3F, que es la de mayor severidad en este sentido, ya que ante una falta 2F es de esperar un comportamiento distinto. Más allá de esto, se ve que la condición de isla, si bien posible en ciertas circunstancias, es frágil desde el punto de vista de la inercia del sistema y las protecciones de frecuencia terminan desconectando al GD para faltas en la red.

Si se pretende utilizar funciones de sobrecorriente para proteger el radial en modo isla, éstas necesariamente deberán ser direccionales. Por ejemplo, las protecciones ajustadas en las secciones anteriores corresponden a los ajustes “hacia adelante”. Podrían ajustarse en dirección opuesta funciones con ajustes adecuados para estas corrientes en modo isla.

Sin embargo se observa una dificultad: si se quiere despejar faltas rápidamente será muy complicado ya que los valores de corriente de falta son relativamente

Capítulo 7. Simulaciones

bajos respecto de la corriente nominal.

Se ejemplifica esto con valores numéricos:

Considerando que GEN_A tiene potencia autorizada $10MW$, y podría operar con factor de potencia hasta 0.95 , se tiene una corriente de $193A$. El ajuste del relé que mira en sentido hacia la red en su PCM es $220A$ (ver 4.21) lo que da un margen de un 14% aproximadamente.

Como se observa en la fig. 7.42, a los $100ms$ la corriente de falta ha decaído de $3,4pu$ ($770A$) a $2,6pu$ ($590A$). Este relé con el dial de tiempo mínimo (0.05) presenta un tiempo de actuación de $100ms$ recién para unos $1500A$, disparando para $590A$ en $400ms$. Utilizando una curva extremadamente inversa no se logra modificar esto. En tal caso debería utilizarse una función de tiempo definido, a los efectos de despejar faltas hacia atrás, en modo isla. Esto puede generar problemas de selectividad con otras protecciones.

Sin dudas la protección diferencial aparece como la mejor opción a la hora de proteger el sistema en modo isla, ya que permite despejar selectivamente las faltas en tiempos mínimos y para corrientes de falta bajas.

Otro aspecto importante a considerar es que la alteración de las corrientes de CC en el radial respecto al caso alimentado por la red trae aparejado que las protecciones del resto de los elementos del sistema se ven afectadas en la misma proporción. Por ejemplo, recordando las protecciones de sobrecorriente de los transformadores $30/6kV$ mostrada en la sección 4.7.4:

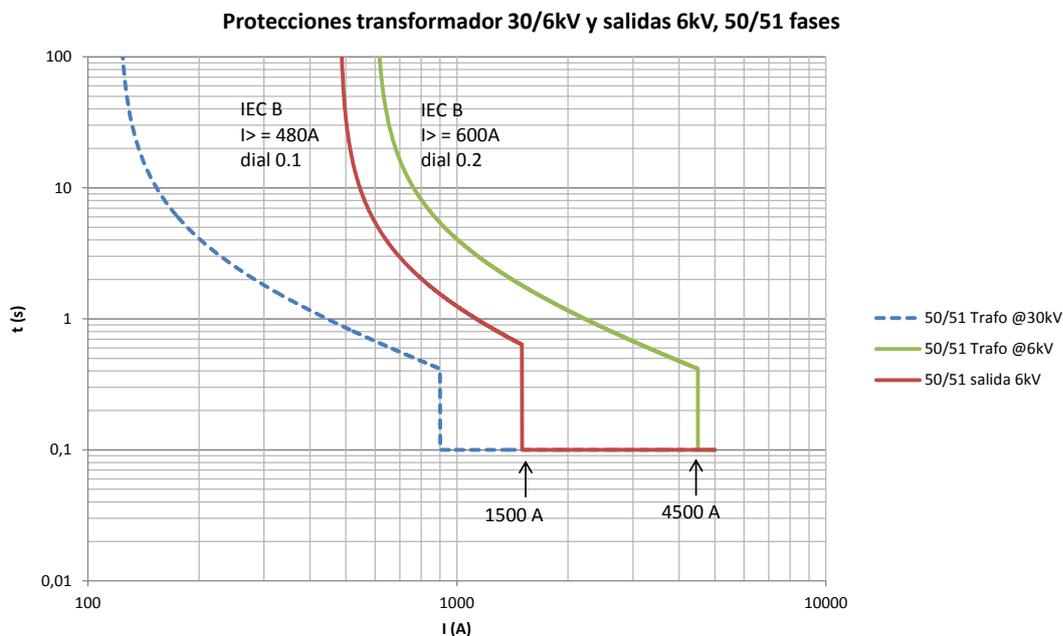


Figura 7.43: Curvas 50/51 fases, transformador 30/6kV y salidas 6kV.

7.2. Cortocircuitos

Una falta 3F en una salida de 6kV por ejemplo en la barra DIS_B_6 presenta una corriente máxima de 4263A (a nivel 6kV), para el caso de máximo aporte. En cambio, en modo isla, solo alimentado desde GEN_A esta corriente de falta se reduce a 2065A. Sin embargo en este caso la protección de la salida de 6kV sigue actuando en el tramo de tiempo definido. Se observa que la reducción en la corriente de falta a nivel 6kV (2 a 1) es mucho menor que la que se da a nivel 31,5kV (5 a 1). Esto es lógico porque la impedancia del transformador 30/6kV predomina sobre la impedancia de la red de 31,5kV. Este ejemplo muestra que el problema de la coordinación de protecciones de sobrecorriente en modo isla es un problema que se diluye a medida que se baja el nivel de tensión. Una falta como la mostrada a nivel de 6kV en modo isla solo genera 470A en la salida del GD, esto es poco más que el doble de la corriente nominal.

Cabe señalar también que en caso de aislarse el radial se pierde conexión con el aterramiento de 31,5kV, ubicado en la estación TRA_01. Si bien este aterramiento es de alta impedancia (lo que produce que las fases sanas se eleven prácticamente a la tensión compuesta ante una falta a tierra, ver 7.2.2) es suficientemente bajo como para permitir la circulación de corriente residual de unos 350A, la cual permite sensibilizar las protecciones de tierra. Esto genera que una falta sea despejada en fracciones de segundo (incluso en caso de faltas con cierta resistencia), o a lo sumo en decenas de segundos para faltas de alta resistencia.

Operando en modo isla el sistema de 31.5kV pasa a ser de neutro aislado, por lo que opera referido a tierra únicamente por las capacidades de los cables y líneas aéreas. Este aterramiento casi con impedancia infinita no genera un problema desde el punto de vista de las sobretensiones, ya que estas no serán mucho mayores que en el caso aterrado con 50Ω. La dificultad radica en que una falta FT no produce prácticamente corriente a tierra. Entonces se vuelve imposible o muy difícil detectar estas faltas mediante relés de sobrecorriente residual y las faltas podrían permanecer por minutos, generando daño mayor a la aislación del equipamiento. Se vuelve imperioso utilizar protecciones de sobretensión homopolar para este fin.

En resumen, a juicio del autor y en base a la lectura de bibliografía, si bien el modo isla puede considerarse viable, en la medida de que los GD tengan inercia reducida, su operación se vuelve sumamente dependiente de mantener la frecuencia, por lo que la isla en caso de permitirse debería estar restringida a un breve lapso de duración (minutos), período dentro del cual la selectividad de las protecciones no parece un problema prioritario (frente a otros mayores como la reconexión al sistema de distribución).

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 8

Conclusiones

8.1. Conclusiones generales

En este trabajo se abordó la problemática de los SdP en redes de distribución con GD.

Primeramente se realizó un repaso de los aspectos más generales de la conexión de GD a la red de distribución. Se especificaron los distintos SdP involucrados (alimentador, interconexión, generador) y los aspectos reglamentarios principales sobre el tema.

A continuación se abordó la temática del impacto de la inserción de GD en los SdP tradicionales de distribución. Se revisaron los temas típicos presentes en la bibliografía. Todos ellos comparten como denominador común la pérdida de radiabilidad del sistema eléctrico, lo que trae aparejado problemáticas asociadas al SdP: pérdida de coordinación, cambios de alcance, principios de protección que dejan de ser válidos o cumplen parcialmente su función.

Se concluye que las principales problemáticas se dan en redes donde los GD están insertos en un punto intermedio de un radial. El caso analizado en el capítulo 7 no cumple con esa definición, si bien incluye un GD en el extremo de un radial, y otro aportando a la barra de la estación reductora. Esta situación lleva a que exista variación de la potencia de CC según qué generadores estén operando, y aportes de corriente que invierten su sentido según la ubicación de la falta en el radial.

El caso con un GD inserto en un punto medio del radial genera aún más inconvenientes, dado que para faltas aguas abajo del GD se tiene un aporte de la red y el GD mientras que para faltas aguas arriba es solo visto por el relé el aporte de la red, tal como se mostró en el capítulo 2. Esto genera otros de los problemas citados anteriormente.

En cuanto a los distintos principios de protección, se evaluaron dos: sobrecorriente y diferencial. Las protecciones de distancia, que no fueron más que brevemente mencionadas, encuentran un campo de aplicación en líneas más largas que

Capítulo 8. Conclusiones

las del caso estudiado en esta Tesis.

Se observa que para una red con tramos cortos entre estaciones la protección de sobrecorriente presenta dificultades de coordinación entre relés, debiendo asistirse por comunicaciones, o directamente pasar a esquemas de tipo diferencial.

En el caso estudiado se observó que el aterramiento único utilizado simplifica significativamente la operación del SdP en cuanto a faltas FT, siendo muy poco sensible a la conexión de los GD. En redes con múltiples aterramientos esta situación cambia radicalmente y deben estudiarse con mayor detalle los ajustes de tierra.

En el proceso de desarrollo de este trabajo el autor recorrió varios artículos técnicos, muchos de los cuales por razones de espacio no han sido volcados en el texto. Como conclusión general se observa que el tema de las protecciones adaptativas y la detección de islas son áreas en desarrollo en la actualidad.

Se evaluaron varios métodos para mejorar el desempeño del SdP del radial estudiado, utilizándose entre otros un esquema adaptativo como el mencionado anteriormente. En cuanto a este punto se observó que si bien en la teoría los cambios de tablas de ajustes de los relés basados en el estado de conexión de un GD son técnicamente viables, no resulta directo que se opere en forma correcta. En los hechos se utiliza una señal de estado del interruptor de interconexión del GD. El hecho de que este interruptor esté cerrado no implica necesariamente que el GD está operativo, sincronizado y en condiciones de inyectar potencia a la red. Por tanto si bien el sistema resulta atractivo desde el punto de vista de sus posibilidades, debe contrastarse con la implementación real y sus limitaciones operativas.

Otro aspecto a tener en cuenta es el tamaño relativo de los GD respecto de la potencia de CC disponible en su nodo de conexión. El caso estudiado en esta Tesis presenta una situación con aporte relativamente importante de los GD. No tiene por qué ser el caso general. En situaciones donde el GD se conecte en un nodo fuerte de la red ¹ varias de las problemáticas analizadas dejan de tener peso, ya que el GD afecta muy poco la red donde se conecta. Se debe tener en cuenta entonces que los impactos mostrados en este trabajo siempre deben ser analizados considerando el tamaño relativo del GD contra la red.

Con respecto a la operación en isla, se hizo una revisión del tema desde el punto de vista teórico, seguida de un análisis de las condiciones particulares para formar islas de un radial del caso de estudio. Mediante simulaciones de tipo dinámico, se evaluó la formación de islas en distintos contextos y condiciones. Se concluye que existe una posibilidad cierta de que se formen islas en el radial en cuestión, y que éstas sean autosuficientes por breves períodos de tiempo.

Respecto a la operación de los SdP en modo isla, se puede concluir que es un aspecto en el que se trabaja activamente, algo un poco contradictorio con el hecho de que la mayor parte de las empresas eléctricas no permiten este modo de

¹El caso analizado en esta Tesis tenía una potencia de CC en la barra TRA_01_30 básicamente definida por los transformadores 150/31,5kV y no tanto por la red de transmisión. Una ampliación de la potencia de transformación en la estación modificaría esta situación, en mayor medida que una red de transmisión más fuerte.

operación actualmente y no se vislumbran grandes cambios en ese sentido.

En base al caso estudiado y en opinión del autor, resulta de dudoso beneficio el desarrollar SdP para islas que no están pensadas para sobrevivir más que períodos breves de tiempo.

Se valora como más importante comprender y manejar con criterio los SdP en el marco de sistemas eléctricos con cada vez mayor participación de GD, conectados estos a la red. Si bien los problemas o impactos de la inclusión de la GD en el sistema eléctrico no dejan de ser un problema de operación de redes malladas, en el contexto de la distribución es donde se encuentran a nivel mundial mayores dificultades, sobre todo por la extensión de las redes y la simplicidad de sus protecciones.

Como aspecto final a comentar, el autor concluye que en la bibliografía muchos sistemas y propuestas de protección en redes con GD apuntan a una escala menor de GD, por ejemplo la conectada en niveles menores de MT e incluso en BT. Esa área tiene problemáticas algo diferentes, y es allí donde puede valer más la pena desarrollar sistemas específicos o nuevas técnicas de protección ya que en esas escalas no resulta viable económicamente el uso de sistemas que son normales para GD de mayores escalas (niveles de subtransmisión o transmisión).

8.2. Trabajos futuros

Siendo el tema abordado tan amplio, parece difícil resumir en pocas líneas trabajos futuros a desarrollar en la temática.

Sin embargo y luego de finalizar el trabajo, se plantean algunos temas que no quedaron cerrados o ameritan desarrollo posterior:

- Estudiar con mayor detalle la dinámica de faltas no equilibradas. Al realizar el trabajo en PSS/E, que maneja resultados dinámicos a través de un equivalente en secuencia positiva, no se pudo valorar otros casos de interés, como por ejemplo la influencia de faltas FT en isla (en un caso con aterramiento lógicamente).
- A través de medidas reales, por ejemplo mediante oscilografías, estudiar el aporte real a un CC de un GD como los estudiados en este trabajo. Esto permitiría conocer mejor cómo se comportan ante una falta y evaluar qué nivel de error tiene el modelado realizado.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Apéndice A

Parámetros de red de ejemplo (sección 2.5)

La red modelada en la sección 2.5 tiene los siguientes parámetros (impedancias en pu expresadas en base $S = 100MVA$ en todos los casos excepto en el generador síncrono):

- Equivalente red 150kV:
 - $z_0 = 0,00150 + j0,00837pu$
 - $z_1 = 0,01423 + j0,02814pu$
 - $z_2 = 0,01501 + j0,02784pu$
- Transformador 150/31.5kV:
 - YNd1
 - $S_n = 32MVA$
 - $z_1 = 0,0120 + j0,5795pu$
 - $z_0 = 0,0131 + j0,4198pu$
- Transformador puesta a tierra zig-zag 31.5kV:
 - Potencia nominal: $728kVA$
 - Impedancia homopolar: 44Ω
 - Resistencia de puesta a tierra: 18Ω
- Líneas aéreas 31.5kV, L_1 , L_2 :
 - ACSR, $150mm^2$
 - $R_1 = 0,22\Omega/km$
 - $X_1 = 0,38\Omega/km$
 - $C_1 = 9,6nF/km$
 - $Z_0/Z_1 = 2$
 - Longitud: 10km cada línea
- Generador síncrono 6.6kV (reactancias pu expresadas en base del generador $10MVA$):
 - $S_n = 10MVA$
 - $x_s = 2,5pu$ (reactancia sincrónica)

Apéndice A. Parámetros de red de ejemplo (sección 2.5)

$$-x' = 0,25pu \text{ (reactancia transitoria)}$$

$$-x'' = 0,20pu \text{ (reactancia subtransitoria)}$$

$$-x_2 = 0,2pu$$

$$-x_0 = 0,09pu$$

- Transformador generador sincrónico 6.6/31.5kV:
 - YNd1
 - $S_n = 10MVA$
 - $z_1 = 0,05 + j1,15pu$
 - $z_0 = 0,04 + j0,92pu$
- Cargas: impedancia constante, 10MW, 2MVAR

Apéndice B

Parámetros de la red estudiada

En este Apéndice se detallan los parámetros utilizados para el modelado de líneas aéreas y generadores, de la red estudiada en esta Tesis.

B.0.1. Red de 150kV

Para todos los casos se considera $S_b = 100MVA$.

Línea TRA_00-TRA_01

Longitud: 137km

Datos parámetro modelo equivalente:

Parámetro	Valor (pu)
R_1	0,08275
X_1	0,24940
B_1	0,08671
R_0	0,19568
X_0	0,82521
B_0	0,05031

Tabla B.1: Parámetros línea TRA_00-TRA_01.

Equivalente Thévenin 150kV TRA_00

Escenario máxima demanda:

Parámetro	Valor (pu)
Z_0	$0.00730 + j 0.04948$
Z_1	$0.01337 + j 0.05369$
Z_2	$0.01770 + j 0.05437$

Tabla B.2: Parámetros Thévenin 150kV TRA_00, máxima demanda.

Apéndice B. Parámetros de la red estudiada

Escenario mínima demanda:

Parámetro	Valor (pu)
Z_0	$0.00728 + j 0.04990$
Z_1	$0.01482 + j 0.06114$
Z_2	$0.01894 + j 0.06185$

Tabla B.3: Parámetros Thévenin 150kV TRA_00, mínima demanda.

B.0.2. Líneas aéreas y cables 31,5kV

A continuación se presentan los parámetros asociados a líneas y cables de 31.5kV. Los valores de R_1 , X_1 , R_0 y X_0 se obtuvieron de tabla de UTE Distribución (Protecciones), mientras que para los valores B_1 y B_0 fueron calculados mediante rutina Matlab (en el caso de las líneas aéreas, utilizando configuración típica de UTE), mientras que para los cables son datos de catálogo. Se tomó para el cable API 120mm² (Aislación Papel Impregnado) como referencia los valores de capacidad de cable XLPE de misma sección.

Tipo	Conductor	R_1 (Ω/km)	X_1 (Ω/km)	B_1 ($\mu S/km$)
Cable	API 120 Cu	0,1780	0,1350	59,7000
Cable	XLPE 240 Al	0,1610	0,1120	75,4000
Línea	120 ALAL	0,3016	0,3831	3,0090
Línea	125/30 ACSR	0,2259	0,3745	3,1604

Tabla B.4: Parámetros líneas y cables 31,5kV, secuencia positiva.

Tipo	Conductor	R_0 (Ω/km)	X_0 (Ω/km)	B_0 ($\mu S/km$)	R_0/R_1	X_0/X_1	B_0/B_1
Cable	API 120 Cu	0,5610	0,2778	59,7000	3,15	2,06	1,00
Cable	XLPE 240 Al	0,4830	0,3360	75,4000	3,00	3,00	1,00
Línea	120 ALAL	0,4496	1,5253	1,5710	1,49	3,98	0,52
Línea	125/30 ACSR	0,3739	1,5167	1,6188	1,66	4,05	0,51

Tabla B.5: Parámetros líneas y cables 31,5kV, secuencia cero.

B.0.3. Generadores - modelo estático

GEN A

Valores en pu en base de la máquina

Parámetro	Valor
$R1$	0.000060
X''	0.215
X'	0.315
X_s	2.532
$R2$	0.000179
$X2$	0.227
$R0$	0.000
$X0$	0.119

GEN B

Valores en pu en base de la máquina

Parámetro	Valor
$R1$	0.000740
X''	0.220
X'	0.310
X_s	2.030
$R2$	0.007720
$X2$	0.260
$R0$	0.000740
$X0$	0.070

B.0.4. Generadores - modelo dinámico

GEN A - AVR y sistema de excitación (modelo IEEE T2):

Parámetro	Valor
TR	0.0220
KA	1255.0000
TA	0.0600
$VRMAX$	25.7000
$VRMIN$	0.0000
KE	0.0000
TE	0.8400
KF	0.0516
$TF1$	0.3600
$TF2$	0.8400
$E1$	4.7000
$SE(E1)$	0.8000
$E2$	6.2700
$SE(E2)$	3.1000

GEN B - AVR y sistema de excitación (modelo ESAC8B):

Parámetro	Valor
TR	0.0050
KP	170.0000
KI	130.0000
KD	60.0000
TD	0.3000
KA	1.0000
TA	0.0000
$VRMAX$	10.0000
$VRMIN$	0.0000
TE	1.0000
KE	1.0000
$E1$	3.3800
$SE(E1)$	1.3600
$E2$	4.5000
$SE(E2)$	1.5000

Apéndice B. Parámetros de la red estudiada

GEN A/B - Control de velocidad y modelo de turbina (modelo IEEEG1):

Parámetro	Valor
K	20.0000
$T1$	4.5000
$T2$	2.0000
$T3$	0.9390
Uo	0.2500
Uc	-0.2000
P_{MAX}	0.9000
P_{MIN}	0.0000
$T4$	0.1000
$K1$	0.1600
$K2$	0.0000
$T5$	0.1000
$K3$	0.6200
$K4$	0.0000
$T6$	0.1000
$K5$	0.2200
$K6$	0.0000
$T7$	0.0000
$K7$	0.0000
$K8$	0.0000

GEN A - generador síncrono
(modelo GENROU):

GEN B - generador síncrono
(modelo GENROU):

Parámetro	Valor
T'_{do}	4.0530
T''_{do}	0.0370
T'_{qo}	1.0000
T''_{qo}	0.3130
H	3.0000
D	0.0000
X_d	2.5300
X_q	2.2900
X'_d	0.3150
X'_q	0.2300
$X''_d = X''_q$	0.2150
X_l	0.1720
$S(1,0)$	0.1160
$S(1,2)$	0.3200

Parámetro	Valor
T'_{do}	2.3405
T''_{do}	0.0253
T'_{qo}	1.0420
T''_{qo}	0.1480
H	3.0000
D	0.0000
X_d	2.0300
X_q	2.0000
X'_d	0.3100
X'_q	0.3100
$X''_d = X''_q$	0.2200
X_l	0.1400
$S(1,0)$	0.1640
$S(1,2)$	0.4620

B.0.5. Carga estación DIS_B

Para la barra de 6kV (DIS_B.6) se repite el mismo procedimiento planteado para DIS_A, para los escenarios de demanda y el factor de potencia:

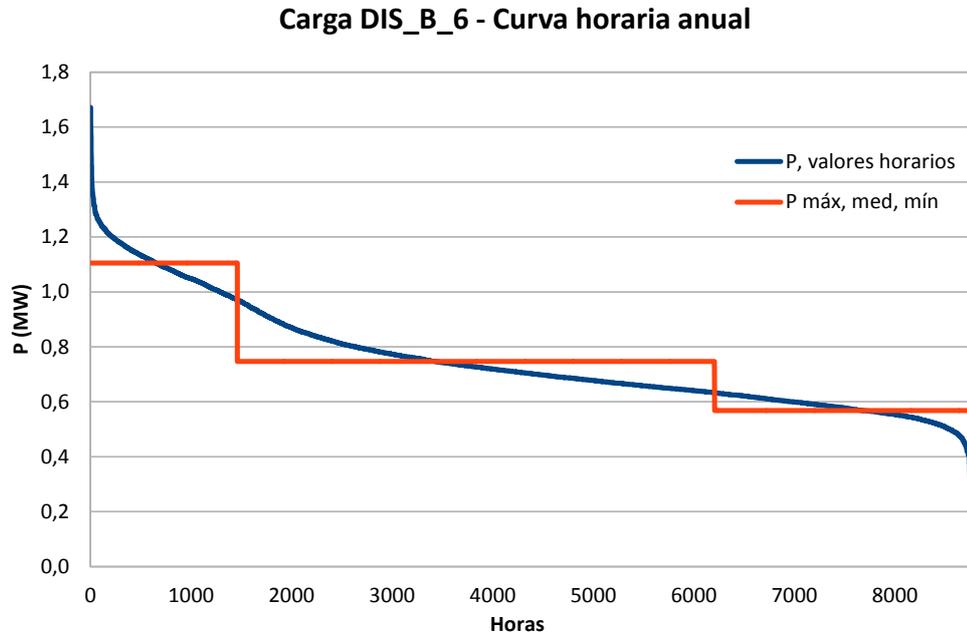


Figura B.1: Curva monótona de P y escenarios de demanda, DIS_B.6, 2014.

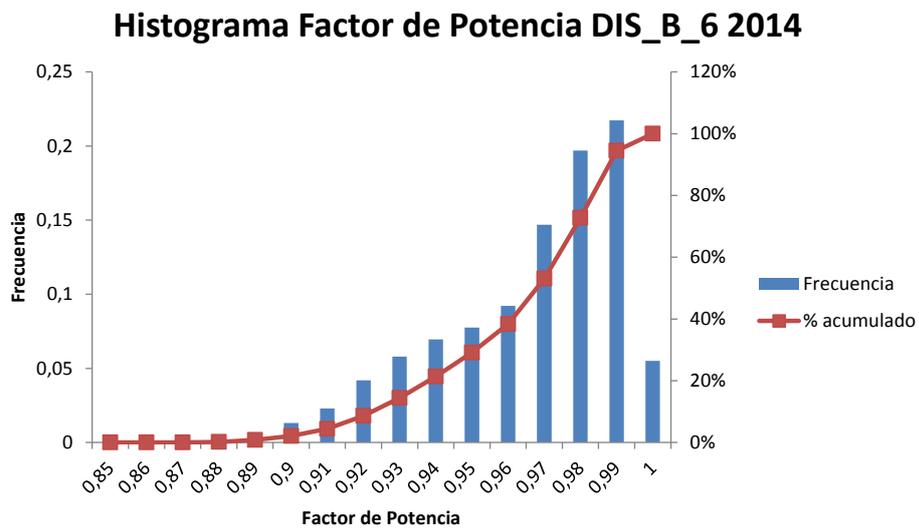


Figura B.2: Histograma Factor de Potencia, DIS_B.6, 2014.

Se observan valores de factor de potencia con un comportamiento bien diferente respecto al caso DIS_A. Se toma como referencia el valor más frecuente: 0.99.

Apéndice B. Parámetros de la red estudiada

Con lo que los escenarios resultan:

Escenario Demanda	P(MW)	Q(MVAR)	$\cos(\varphi)$
Máxima	1.1	0.2	0.99
Media	0.8	0.1	0.99
Mínima	0.6	0.1	0.99

Tabla B.6: Carga barra DIS_B.6.

Finalmente, respecto a la barra de 15kV:

Carga DIS_B_15 - Curva horaria anual

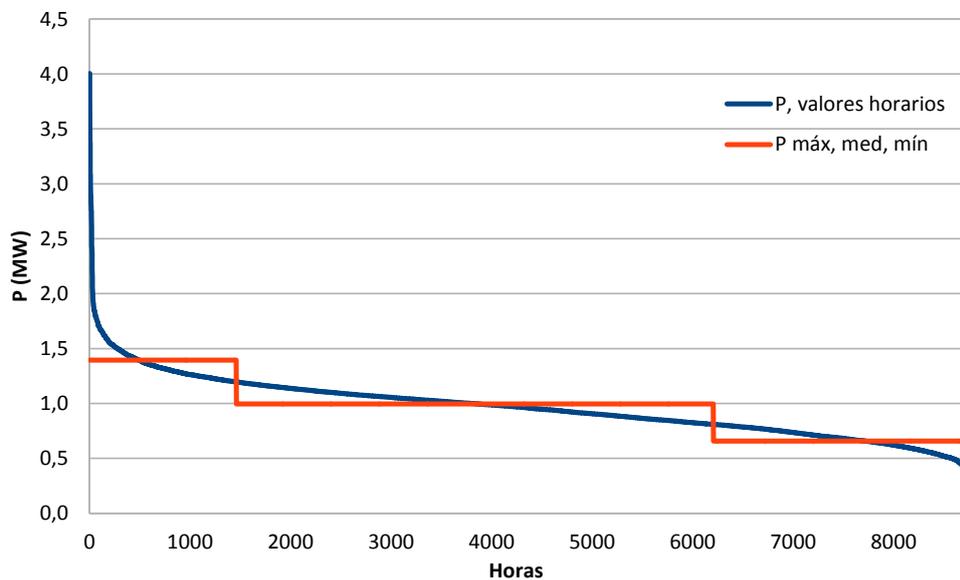


Figura B.3: Curva monótona de P y escenarios de demanda, DIS_B.15, 2014.

Histograma Factor de Potencia DIS_B_15 2014

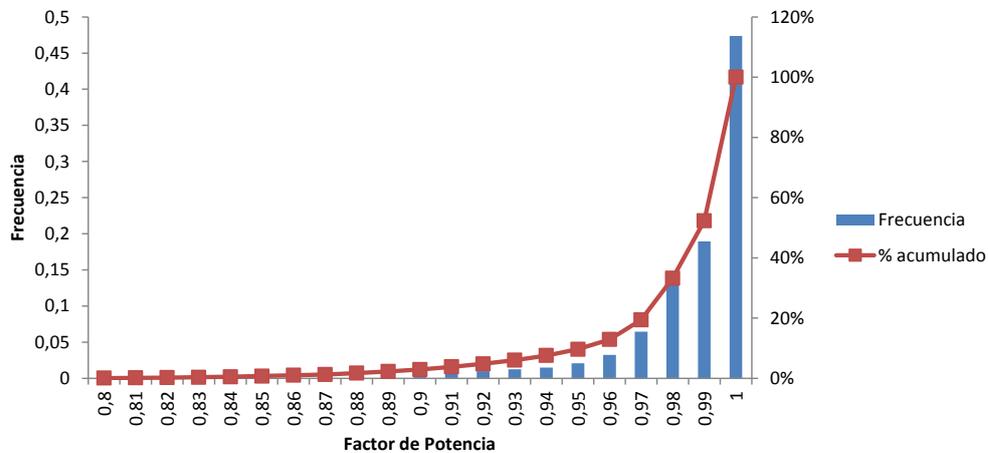


Figura B.4: Histograma Factor de Potencia, DIS_B.15, 2014.

En este caso es aún más marcado que en el anterior, el factor de potencia tiene, para casi el 50% de las horas del año un valor de 1, por lo que se asume carga resistiva pura.

Escenario Demanda	P(MW)	Q(MVAR)	$\cos(\varphi)$
Máxima	1.4	0	1
Media	1.0	0	1
Mínima	0.7	0	1

Tabla B.7: Carga barra DIS_B_15.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Apéndice C

Sistemas de excitación

En este Apéndice se expone el estudio realizado sobre los sistemas de excitación, el cual se consideró necesario dado el impacto que el modelado de los mismo tiene en las simulaciones de tipo dinámico.

C.0.1. Características generales

El sistema de excitación de un alternador conectado al sistema de potencia se puede representar con los siguientes elementos [18], los cuales se representan esquemáticamente en la fig. C.1:

- Excitador: provee corriente de campo al generador principal.
- Regulador (*AVR -Automatic Voltage Regulator-*): a partir de señales de control, genera las tensiones o corrientes para comandar el excitador.
- Transductor de tensión terminal: genera una señal de control proporcional a la tensión terminal del generador principal.
- Limitadores: evita que se excedan los límites de operación del generador principal y el excitador.
- PSS (*Power System Stabilizer*): genera señales de control adicionales para colaborar con la amortiguación de oscilaciones en el sistema de potencia.

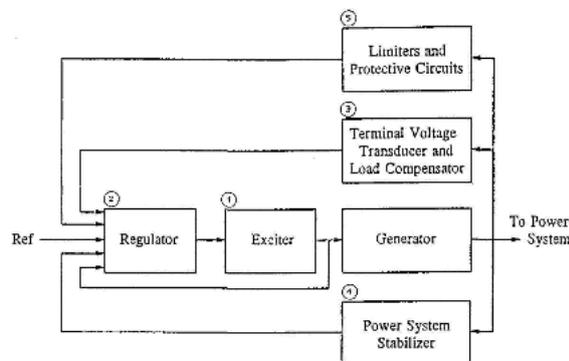


Figura C.1: Diagrama esquemático simplificado de un sistema de excitación. Fuente [18].

Apéndice C. Sistemas de excitación

Los sistemas de excitación se clasifican en tres categorías según el modo de generación de la corriente de campo del generador principal:

- **Sistemas de excitación DC:** utilizan generadores DC para producir la corriente de campo del generador principal.
- **Sistemas de excitación AC:** utilizan alternadores cuya salida se rectifica y alimenta el campo del generador principal.
- **Sistemas de excitación estáticos:** llamados de este modo porque prescindan de máquinas rotativas para generar la corriente DC, se utiliza la salida del propio generador principal, cuya tensión es rectificadora e inyectada en el campo del generador principal.

En el caso estudiado en este trabajo, los alternadores utilizan sistemas de excitación AC, en los que nos centraremos a continuación.

Estos sistemas de excitación se pueden a su vez clasificar en dos categorías:

- **Sistemas con rectificación estática:** se rectifica de forma estacionaria y mediante anillos rozantes se inyecta la corriente de campo al generador principal.
- **Sistemas con rectificación rotante:** se rectifica en una estructura solidaria al rotor del propio generador principal, son también llamados sistemas de excitación *brushless*, dado que no requieren de anillos rozantes.

En el caso bajo estudio los sistemas de excitación AC son del tipo *brushless*. Se muestra esquemáticamente este sistema en la fig. C.2. Notar que se utiliza exclusivamente un vínculo magnético entre las partes rotantes y estacionarias, con la ventaja de reducir el mantenimiento al no tener anillos.

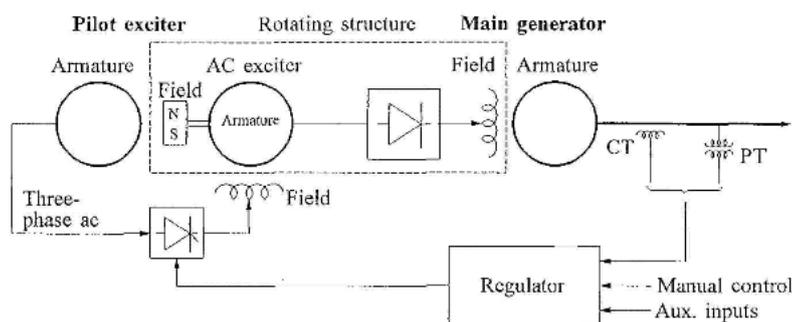


Figura C.2: Sistema de excitación brushless. Fuente [18].

La alimentación para la etapa de potencia del AVR puede ser provista por un generador de imanes permanentes (*PMG -Permanent Magnet Generator-*) montado en el eje del generador principal (tal como se muestra en la figura C.2), aunque también puede provenir del secundario de un transformador alimentado

desde bornes del generador principal, o a partir de devanados auxiliares ubicados en el estator de éste. Las diferentes opciones de alimentación presentan implican diferente comportamiento del sistema de excitación ante defectos en la red a la que se conecta el generador síncrono. Por ejemplo, disponer de una alimentación tipo PMG elimina la dependencia con lo que sucede en el estator del generador.

C.0.2. Esquema de control

Se compone de funciones de control (regulación de variables a valores predefinidos), limitadoras (previene que se excedan límites operativos) y de protección (actúan en caso de que alguna variable salga de su zona de operación segura). En la fig. C.3 se muestran esquemáticamente estas funciones y su interacción con el sistema de excitación.

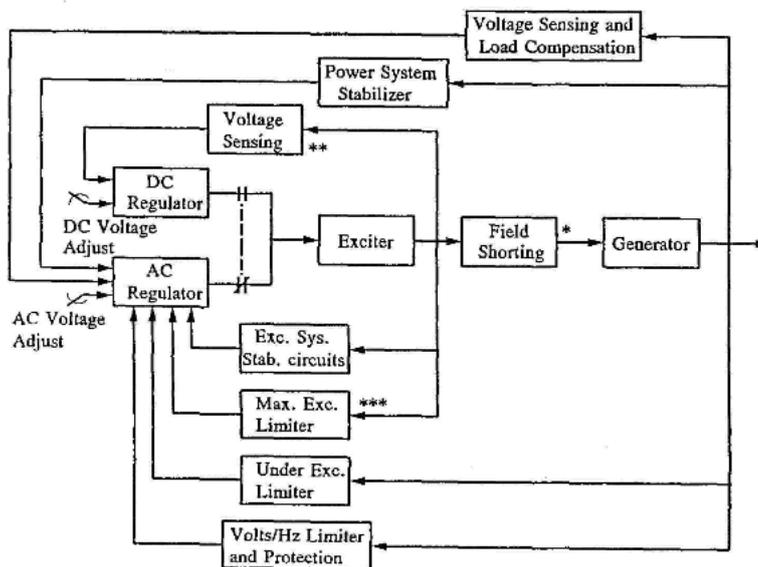


Figura C.3: Funciones de control, límite y protección del sistema de excitación. Fuente [18].

Elementos principales:

- Regulador AC: regula tensión terminal del generador.
- Regulador DC: impone tensión de campo constante, utilizado como control manual.
- Circuitos de estabilización: establecen una realimentación para mejorar la respuesta dinámica del excitador.
- Compensación de carga: permite regular la tensión en un punto externo al generador (ejemplo: compensar la caída de tensión en transformador elevador)

Apéndice C. Sistemas de excitación

- Limitador de subexcitación (UEL): evita que se opere el generador en zona sub-excitada cercana al límite de estabilidad.
- Limitador de sobreexcitación (OEL): evita sobrecarga térmica del devanado de campo del generador.
- Limitador y protección Voltz/Hz: evita que se exceda el flujo máximo en el generador (y transformador elevador) debido a una sobretensión y/o subfrecuencia.

C.0.3. Modelos de sistema de excitación para estudios de estabilidad transitoria

El modelado del sistema de excitación resulta de importancia a la hora de realizar simulaciones dinámicas como las que son parte de este trabajo. Los distintos tipos de sistemas de excitación tienen comportamiento dinámico diferente, lo que redundará en modelos distintos. Por ejemplo, los sistemas estáticos presentan un retardo despreciable respecto a los basados en excitadores AC o DC, debido a la constante de tiempo impuesta por las inductancias de los excitadores [10]. Para los sistemas *brushless* que son los analizados en este trabajo, se tienen modelos estándar de IEEE ya incorporados al PSS/E los cuales consideran la influencia de los distintos elementos y constantes de tiempo involucradas en el sistema de excitación.

Los bloques básicos de los modelos representan, por una parte el lazo de control y las funciones de compensación, estabilización y limitadoras (incluidas en el AVR) y por otra los elementos propios del excitador AC (saturación del hierro, caída de tensión en el devanado AC y puente rectificador con la corriente de carga). En la figura C.4 se observa esquemáticamente esta representación.

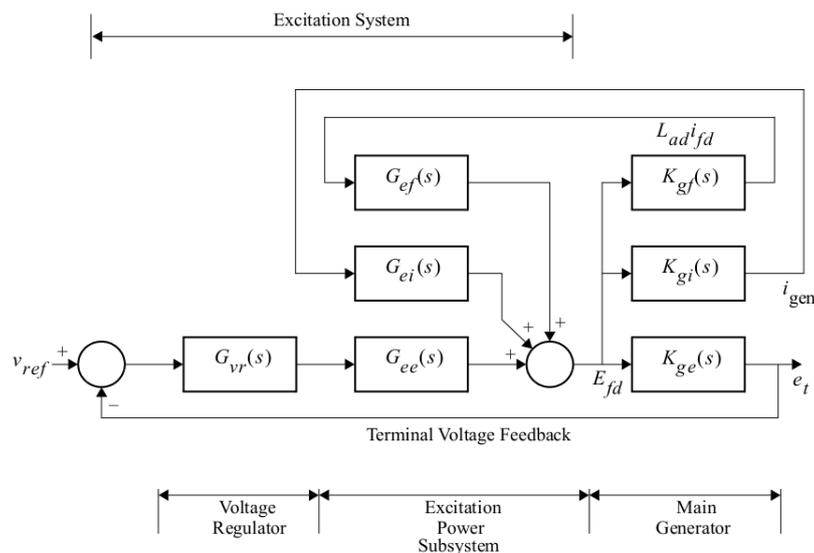


Figura C.4: Diagrama de bloques de un sistema de excitación AC. Fuente [24].

C.0.4. Control de factor de potencia

En algunos casos los sistemas de excitación están equipados de un lazo de regulación de factor de potencia o reactiva inyectada en la red. Estos controles usualmente actúan sobre el setpoint del regulador de tensión a los efectos de mantener el factor de potencia en un valor predefinido. En general estos controles encuentran su campo de aplicación en máquinas que se conectan a nivel de Distribución en radiales donde la tensión es controlada por otros medios (bancos de capacitores, taps de transformadores, etc). Se espera que estos generadores sigan la tensión de la red, manteniendo constante el factor de potencia [2].

Estos controladores están implementados con un lazo lento -en relación con el lazo de control de tensión- que utiliza el error entre el factor de potencia consigna y medido, para aumentar o disminuir el setpoint del regulador de tensión. En la fig. C.5 se muestra un ejemplo de este tipo de controlador, el cual se observa está compuesto por un PI que actúa sobre el error en el FP generando una señal adicional al setpoint del AVR.

Durante una falta el regulador de tensión reaccionará de forma inmediata y el controlador de factor de potencia actuará más lento ajustando el mismo una vez que el regulador de tensión ya ha realizado su acción correctiva. Esto permite que el generador aporte al control de tensión en forma dinámica durante las faltas en caso de que esté operando en modo control de FP [2].

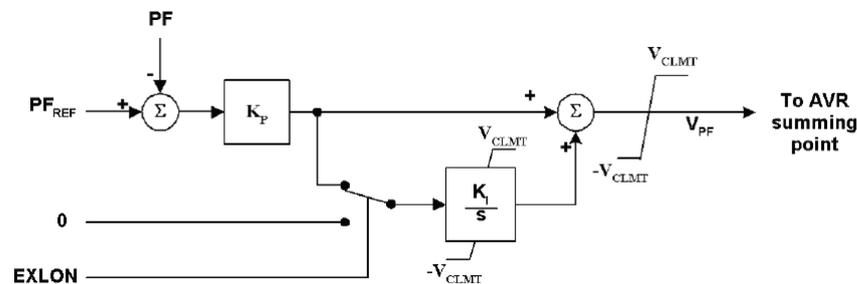


Figura C.5: Diagrama de bloques del controlador de factor de potencia. Fuente [2].

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Referencias

- [1] IEEE Standard for interconnecting distributed resources with electric power systems. *IEEE Std 1547-2003*, pages 1–28, julio 2003.
- [2] IEEE Recommended practice for excitation system models for power system stability studies. *IEEE Std 421.5-2005 (Revision of IEEE Std 421.5-1992)*, pages 1–85, 2006.
- [3] IEEE Guide for design, operation, and integration of distributed resource island systems with electric power systems. *IEEE Std 1547.4-2011*, pages 1–54, Julio 2011.
- [4] *Network Protection and Automation Guide*. Alstom Grid, Mayo 2011.
- [5] Working Group B5.34. The impact of renewable energy sources and distributed generation on substation protection and automation. CIGRE, 2010.
- [6] P. Mahat; Z. Chen; B. Bak-Jensen; C. Leth Bak. A simple adaptive overcurrent protection of distribution systems with distributed generation. In *IEEE Transactions on Smart Grid*, volume 2, pages 428–437, setiembre 2011.
- [7] M. A. Redfern; D. Brown; M. G. Bartlett. Detecting loss of earth for embedded generation. In *Developments in Power System Protection, 2001, Seventh International Conference on (IEE)*, pages 90–93, 2001.
- [8] Basler Electric Company. *Mathematical Per-Unit Model of the DECS-200 Excitation System*.
- [9] J. Driesen; P. Vermeyen; R. Belmans. Protection issues in microgrids with multiple distributed generation units. In *Power Conversion Conference, Nagoya, 2007*.
- [10] T. Bertes. Model development and validation of brushless exciters. DlgSILENT Pacific.
- [11] A. Girgis; S. Brahma. Effect of distributed generation on protective device coordination in distribution system. In *Power Engineering, 2001. LESCOPE '01. 2001 Large Engineering Systems Conference on*, pages 115–119, 2001.
- [12] J. Burke C. A. O'Meally. A fuse-blow scheme. *IEEE Industry Applications Magazine*, 16(5):37–42, setiembre 2010.

Referencias

- [13] J. Blackburn; T. Domin. *Protective Relaying Principles and Applications*. CRC Press, 2006.
- [14] A.G. Fernández. El método de las imágenes. <http://laplace.us.es/campos/teoria/grupo2/imagenes.pdf>, Dpto. de Física Aplicada III, Universidad de Sevilla, enero 2008.
- [15] D. Martin; P. Sharma; A. Sinclair; D. Finney. Distance protection in distribution systems: How it assists with integrating distributed resources. In *Protective Relay Engineers, 2012 65th Annual Conference for*, pages 166–177, abril 2012.
- [16] M. Geidl. Protection of power systems with distributed generation: State of the art. Power Systems Laboratory, Swiss Federal Institute of Technology (ETH) Zurich, 2005.
- [17] S. M. Brahma; A. A. Girgis. Microprocessor-based reclosing to coordinate fuse and recloser in a system with high penetration of distributed generation. In *Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE*, volume 1, pages 453–458 vol.1, 2002.
- [18] P. Kundur. *Power System Stability and Control*. Mc Graw Hill, 1993.
- [19] M. Dewadasa; A. Ghosh; G. Ledwich. Protection of distributed generation connected networks with coordination of overcurrent relays. In *IECON 2011 - 37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, Noviembre 2011.
- [20] R. C. Dugan; T. E. McDermott. Operating conflicts for distributed generation interconnected with utility distribution systems. *Industry Applications Magazine, IEEE*, 8(2):19–25, marzo 2002.
- [21] C. J. Mozina. Protección de interconexiones de generadores de IPP usando tecnología digital. Beckwith Electric Co., Inc.
- [22] J. Munsch. Formación intencional de islas en sistemas eléctricos de potencia con generación eólica. Master's thesis, Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, Uruguay, agosto 2014.
- [23] R. A. Rivas. *Handbook Of Electric Power Calculations - Overhead Transmission Lines And Underground Cables*. McGraw-Hill, 2001.
- [24] Siemens. PSS/E - Documentación del programa.
- [25] URSEA. Reglamento de Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica. URSEA, 2010.
- [26] URSEA. Reglamento de Conexión de Generación a la Red del Distribuidor de Media Tensión. URSEA, setiembre 2011.

- [27] UTE. Convenio de Conexión para Generadores que se conectan a la Red de UTE en MT. UTE, Junio 2013.
- [28] A. S. Safigianni V. C. Nikolaidis, E. Papanikolaou. A communication-assisted overcurrent protection scheme for radial distribution systems with distributed generation. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7(1):114–123, enero 2016.
- [29] Planificación y Estudios de Distribución UTE. Criterios técnicos para realizar estudios de conectividad de una central generadora a la red de UTE en media tensión, 2012.
- [30] Proyectos y Normalización de Distribución UTE. Criterios de ajustes de protecciones para redes de 30 y 60kV, 1998.
- [31] Proyectos y Normalización de Distribución UTE. Normalización de ajustes de protecciones para las redes de media tensión y estaciones, 1998.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Índice de tablas

2.1.	Corrientes y tensión de nodo de conexión durante falta 3F, para las distintas ubicaciones del GD.	19
2.2.	Impedancias medidas por relé de distancia R_2 , falta 3F en el extremo de la línea.	30
2.3.	Corrientes de falta a tierra, falta en barra CARGA_1.	31
2.4.	Corrientes de falta a tierra, falta en barra CARGA_2.	33
3.1.	Rangos de variación de tensión y frecuencia reglamentarios en Uruguay a nivel de subtransmisión.	39
4.1.	Carga barra DIS_A_6.	55
4.2.	Carga barra DIS_B_6.	55
4.3.	Carga barra DIS_B_15.	55
4.4.	Carga barra DIS_C_6.	56
4.5.	Carga barra DIS_D_15.	56
4.6.	Ajustes unidades direccionales.	62
4.7.	Ajustes funciones frecuencia y tensión Grupo 1.	63
4.8.	Ajustes funciones frecuencia y tensión internos, GEN_A	67
7.1.	Escenarios para evaluar la formación de islas.	92
7.2.	Variación en la corriente de CC según los escenarios de alimentación.	104
7.3.	Alcance función 50 de fases, relé de cabecera radial DIS_A.	111
7.4.	Alcance función 50 de fases, relé de cabecera radial DIS_C.	115
7.5.	Alcance función 50 de fases reajustada.	122
7.6.	Alcance función 50 de fases reajustada, caso GEN_B F/S.	122
7.7.	Propuesta 1, ajustes sobrecorriente de fases, relé R_1	123
7.8.	Propuesta 1, ajustes 50 de fases, relé R_3	125
7.9.	Propuesta 1, ajustes 51 de fases, relé R_3	125
B.1.	Parámetros línea TRA_00-TRA_01.	153
B.2.	Parámetros Thévenin 150kV TRA_00, máxima demanda.	153
B.3.	Parámetros Thévenin 150kV TRA_00, mínima demanda.	154
B.4.	Parámetros líneas y cables 31,5kV, secuencia positiva.	154
B.5.	Parámetros líneas y cables 31,5kV, secuencia cero.	154
B.6.	Carga barra DIS_B_6.	158
B.7.	Carga barra DIS_B_15.	159

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Índice de figuras

2.1. Esquema de conexión de GD a la red de Distribución.	6
2.2. Protección de sobrecorriente.	9
2.3. Protección direccional.	10
2.4. Protección de distancia. Característica <i>mho</i> (izq.), y <i>cuadrilateral</i> (der.)	10
2.5. Esquema básico de protecciones de interconexión Red-GD. Fuente [5].	14
2.6. Red de ejemplo en PSS/E.	16
2.7. Flujo de carga con GD desconectado.	17
2.8. Flujo de carga con GD conectado.	17
2.9. Falta 3F y efecto en las corrientes por la GD.	18
2.10. Esquema típico de protección de redes de distribución. Fuente: [20].	21
2.11. Coordinación reconectador-fusible ante presencia de GD.	22
2.12. Esquema de protección de sobrecorriente propuesto. Fuente: [28]. .	23
2.13. Curvas tiempo-corriente genéricas. Fuente: [28].	24
2.14. Lógica de disparo y bloqueo. Fuente: [28].	25
2.15. Solapamiento de la zona protegida por el relé R_{34} y fusible $F4$. Fuente: [28].	25
2.16. Sistema de distribución con GD de ejemplo. Fuente: [19].	27
2.17. Impacto en los relés de distancia.	29
2.18. Falta FT y aportes de corriente de tierra.	31
2.19. Falta FT y efecto en las corrientes por la GD.	33
4.1. Unifilar de la red bajo estudio.	46
4.2. Unifilar estación TRA_01.	47
4.3. Unifilar estación DIS_A.	48
4.4. Unifilar estación DIS_B.	48
4.5. Unifilar estación DIS_C.	49
4.6. Unifilar estación DIS_D.	49
4.7. Líneas y cables de 31.5kV de la red modelada.	50
4.8. Rango de factor de potencia generadores A y B.	52
4.9. Registro de tensiones en barra 31.5kV de la red estudiada, 28 días.	53
4.10. Curva monótona de P y escenarios de demanda, DIS_A, 2014. . . .	54
4.11. Histograma Factor de Potencia, DIS_A, 2014.	54
4.12. Curva temporal de potencia activa consumida, CLI.01.	56
4.13. Curva potencia activa consumida, día de semana, CLI.01.	57

Índice de figuras

4.14. Factor de potencia, CLI_01.	57
4.15. Curva semanal típica, CLI_01.	58
4.16. Esquema de protecciones de radial hacia Generador A, régimen normal.	59
4.17. Curvas 50/51 fases, relé R_1	61
4.18. Curvas 50/51 tierra, relé R_1	62
4.19. Curvas 50/51 fases, relé salida a cliente, PCM CLI_01.	64
4.20. Curvas 50/51 tierra, relé salida a cliente, PCM CLI_01.	65
4.21. Función 51 fases, relés R_6 (PCM UTE) e interno.	66
4.22. Función 51 tierra, relé R_6 (PCM UTE).	66
4.23. Límites mínimos de operación en frecuencia para GD. Fuente [27].	67
4.24. Esquema de protecciones de radial hacia Generador A, régimen de contingencia.	69
4.25. Curvas 50/51 fases, relé cabecera DIS_C.	70
4.26. Curvas 50/51 tierra, relé cabecera DIS_C.	70
4.27. Esquema de protecciones de radial hacia Generador B, esquema normal.	72
4.28. Curvas 50/51 fases, relé cabecera GEN_B.	73
4.29. Curvas 50/51 tierra, relé cabecera GEN_B.	73
4.30. Esquema de protecciones transformadores 30/6kV y salidas 6kV. .	74
4.31. Curvas 50/51 fases, transformador 30/6kV y salidas 6kV.	75
4.32. Curvas 50/51 tierra, transformador 30/6kV y salidas 6kV.	75
4.33. Esquema de telecomunicaciones existentes.	76
5.1. Lazo de control interno del AVR UNITROL 1000. Fuente: ABB. . .	81
5.2. Diagrama de bloques del modelo ESAC8B. Fuente [8].	82
5.3. Transductor de tensión terminal y bloque de compensación. Fuente [8].	82
6.1. Unifilar radial DIS_A, configuración normal.	83
6.2. Histograma de potencia activa, DIS_A,DIS_B_6,CLI_01, 2014. . . .	85
6.3. Histograma de potencia reactiva, DIS_A,DIS_B_6,CLI_01, 2014. . .	85
6.4. Probabilidad de los distintos escenarios de P neta, radial DIS_A, 2014.	88
7.1. Tensión en barras de la isla, Caso 1, apertura sin falta.	93
7.2. Salida del regulador de tensión GEN_A, Caso 1, apertura sin falta.	94
7.3. Frecuencia, Caso 1, apertura sin falta.	94
7.4. Potencia mecánica GEN_A, Caso 1, apertura sin falta.	95
7.5. Tensión en barras de la isla, Caso 1, apertura tras falta.	96
7.6. Detalle tensión en barras de la isla, Caso 1, apertura tras falta. . .	97
7.7. Frecuencia, Caso 1, apertura tras falta.	98
7.8. Corriente aportada al CC por GEN_A, Caso 1, apertura tras falta.	98
7.9. Tensión en barras de la isla, Caso 2, apertura sin falta.	99
7.10. Frecuencia, Caso 2, apertura sin falta.	100
7.11. Tensión en barras de la isla, Caso 3, apertura sin falta.	100
7.12. Salida del regulador de tensión GEN_A, Caso 3, apertura sin falta.	101
7.13. Frecuencia, Caso 3, apertura sin falta.	101

7.14. Unifilar de la red bajo estudio.	103
7.15. Aportes al cortocircuito de red de transmisión y GD.	105
7.16. Variación en la corriente de cortocircuito 3F a lo largo del radial DIS_A.	106
7.17. Variación en la corriente de cortocircuito FT a lo largo del radial DIS_A.	107
7.18. Diagrama fasorial de tensiones, falta FT en barra TRA_01_30. . . .	107
7.19. Unifilar radial DIS_A.	110
7.20. Tiempo de actuación 50/51 fases, relé cabecera DIS_A, para aporte hacia atrás GEN_A.	112
7.21. Variación de $3I_0$ según posición de falta y distintos escenarios. . . .	113
7.22. Variación de $3I_0$ según posición de falta y R_f	113
7.23. Unifilar radial DIS_C.	114
7.24. Tiempo de actuación 50/51 fases, relé cabecera DIS_C, para aporte hacia atrás GEN_A.	116
7.25. Variación de $3I_0$ según posición de falta y distintos escenarios. . . .	117
7.26. Secciones 1 y 2 a proteger, Propuesta 1.	120
7.27. Criterio de ajuste subalcanzando.	121
7.28. Aportes a falta interna en CLL01.	124
7.29. Curvas 50/51 fases, radial DIS_A, propuesta 1.	126
7.30. Detalle de coordinación entre curvas, radial DIS_A, propuesta 1. . .	126
7.31. Curvas 50/51 fases, radial DIS_A, modificación de curvas de pro- puesta 1.	128
7.32. Curvas 50/51 tierra, radial DIS_A, propuesta 1.	129
7.33. Curvas 50/51 tierra, radial DIS_A, modificación de curvas de pro- puesta 1.	130
7.34. Secciones 1 y 2 a proteger, Propuesta 2.	133
7.35. Esquema de bloqueos, Propuesta 2.	134
7.36. Curvas 50/51 fases, radial DIS_A, propuesta 2.	135
7.37. Curvas 50/51 tierra, radial DIS_A, propuesta 2.	136
7.38. Ubicación de relés diferenciales, Propuesta 3.	138
7.39. Curvas 50/51 fases, radial DIS_A, propuesta 3.	139
7.40. Curvas 50/51 tierra, radial DIS_A, propuesta 3.	140
7.41. Unifilar radial DIS_C.	141
7.42. Frecuencia de GEN_A ante una falta, modo isla.	143
7.43. Curvas 50/51 fases, transformador 30/6kV y salidas 6kV.	144
B.1. Curva monótona de P y escenarios de demanda, DIS_B.6, 2014. . .	157
B.2. Histograma Factor de Potencia, DIS_B.6, 2014.	157
B.3. Curva monótona de P y escenarios de demanda, DIS_B.15, 2014. .	158
B.4. Histograma Factor de Potencia, DIS_B.15, 2014.	158
C.1. Diagrama esquemático simplificado de un sistema de excitación. Fuente [18].	161
C.2. Sistema de excitación brushless. Fuente [18].	162

Índice de figuras

C.3. Funciones de control, límite y protección del sistema de excitación. Fuente [18].	163
C.4. Diagrama de bloques de un sistema de excitación AC. Fuente [24].	164
C.5. Diagrama de bloques del controlador de factor de potencia. Fuente [2].	165

Esta es la última página.
Compilado el martes 30 octubre, 2018.